

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

**MODELO HÍBRIDO DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA PARA EL ESTUDIO DE CORRIENTES
GEOMAGNÉTICAS INDUCIDAS**

POR

LILIANA DE JESÚS PACHECO CONSTANTINO

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DICIEMBRE 2015

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



TESIS

**MODELO HÍBRIDO DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA PARA EL ESTUDIO DE CORRIENTES
GEOMAGNÉTICAS INDUCIDAS**

**POR
ING. LILIANA DE JESÚS PACHECO CONSTANTINO**

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DICIEMBRE 2015

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis “**Modelo Híbrido del Transformador de Potencia para el Estudio de Corrientes Geomagnéticas Inducidas**” realizada por el alumno **Ing. Liliana de Jesús Pacheco Constantino** matrícula 1696265 sea aceptada para su defensa como opción al grado de **Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica**

El Comité de Tesis:



Asesor

Dra. Gina María Idárraga Ospina



Revisor

Dr. Javier Gustavo Herrera Murcia



Revisor

Dr. Arturo Conde Enríquez



Vo.Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirector de Estudios de Posgrado

San Nicolás de los Garza

Diciembre 2015

Resumen

El presente trabajo de investigación se centra en el estudio del comportamiento de las variables eléctricas de un transformador de potencia cuando se ve afectado por una corriente geomagnética inducida (GIC). El estudio de este fenómeno es importante debido a que los efectos ocasionados por las GIC en el transformador pueden traer consecuencias hacia el resto del sistema eléctrico interconectado.

El estudio del fenómeno de las GIC en los sistemas de potencia ha estado en discusión e investigación por muchos años y los más interesados en minimizar sus efectos son las compañías suministradoras. Este interés surgió desde el apagón del 13 de marzo de 1989, originado por una gran tormenta solar que al chocar con la Tierra, ocasionó salidas de líneas de transmisión por disparos erróneos de las protecciones, sobrecargas de equipo, fallas en gran número de transformadores, donde algunos de ellos terminaron quemados por el sobrecalentamiento, terminando en el colapso total del sistema eléctrico de Québec. A partir de este suceso, se incrementa el estudio de las GIC específicamente en los transformadores de potencia, debido a la necesidad de atenuar las repercusiones que tienen estas corrientes en el funcionamiento de estos equipos, los cuales son vulnerables a la entrada de estas corrientes a través de sus puntos de tierra.

Las corrientes geomagnéticas tienen una muy baja frecuencia por lo que son consideradas corrientes quasi-directas. Cuando a través del transformador fluye una corriente

directa además del flujo alterno de operación normal, se presenta el fenómeno de saturación del núcleo magnético en medio ciclo. Los efectos conocidos por la este efecto de saturación son: el incremento de armónicos, aumento en las corrientes de parásitas por lo tanto ocasiona calentamiento del equipo, además de originar un mayor consumo de potencia reactiva en el transformador.

Al considerarse las GIC como corrientes directas, pueden modelarse para los análisis como una fuente de voltaje directo. El transformador de potencia se puede modelar tan a detalle como sea necesario el fenómeno motivo de estudio. En este trabajo se presenta el uso de dos modelos diferentes. El primer modelo propuesto, hace uso del modelo de transformador ideal al cuál se le anexa de manera externa la rama de magnetización que representa el núcleo magnético del transformador mediante el cual se observa la saturación del mismo. El segundo modelo aplicado es el modelo híbrido XFMR, el cual modela de manera topologicamente correcta las partes del transformador haciendo uso de una aproximación mas exacta de la característica de saturación del núcleo.

Este trabajo se conforma de seis capítulos, donde los primeros tres exponen los fundamentos de la investigación, los fundamentos teóricos del transformador y una explicación del fenómeno para entenderse a mayor profundidad. El capítulo cuarto expone los dos modelos aplicados en la investigación. Los casos de estudio se desarrollan en el capítulo cinco, exponiendo un análisis de los resultados obtenidos a través de simulaciones en ATP. Ahí mismo se incluye un resumen de los métodos propuestos actualmente para mitigación del fenómeno de GIC. Finalmente el capítulo seis expone las conclusiones obtenidas y los trabajos futuros para continuación del este trabajo.

Dedicatoria

Este trabajo lo dedico especialmente a mis padres, José y Liliana por su amor y apoyo incondicional además de enseñarme siempre a seguir adelante a pesar de las dificultades y tener su ejemplo de lucha. Los amo.

A mis hermanitos Rodrigo, Monserrat y Camila. Gracias por inspirarme siempre a ser el mejor ejemplo para ustedes, gracias por el amor que me brindan a pesar de la distancia.

A Héctor, que ha sido mi compañero inseparable desde el inicio de esta maestría y consejero ante las dificultades, por ofrecerme siempre tu cariño y apoyo tan incondicional, gracias desde lo mas profundo de mi corazón.

Agradecimientos

A la Dra. Gina Idárraga Ospina mi gratitud y aprecio, por su amistad y amable disposición para dirigir este trabajo, por sus sugerencias que hicieron posible concluir el escrito final.

Al Dr. Javier Herrera Murcia por su apoyo en mi estancia por la Universidad Nacional de Colombia, por su colaboración y valiosa asistencia que enriqueció este trabajo.

Al Dr. Arturo Conde Enríquez por sus comentarios y observaciones al participar como revisor de esta tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) y a la Universidad Autónoma de Nuevo León por darme la oportunidad de realizar mis estudios de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica a través de sus becas.

Finalmente agradecer a los compañeros de la maestría por todas las experiencias y su amistad brindada.

Índice general

Resumen	I
Índice general	VII
Índice de figuras	x
Índice de tablas	xI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Justificación	1
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Hipótesis	4
1.4. Objetivos	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5. Antecedentes	5
1.6. Estructura de la tesis	8
2. TEORÍA DEL TRANSFORMADOR	10
2.1. Introducción	10
2.2. Principio de funcionamiento	10
2.3. Clasificación	12

2.4.	Modelado del transformador	15
2.4.1.	Transformador ideal	16
2.4.2.	Saturación del núcleo	19
2.4.3.	Pérdidas en el transformador	21
2.4.4.	Modelo circuital del transformador	23
2.4.5.	Modelo en frecuencia	25
3.	CORRIENTES GEOMAGNÉTICAS INDUCIDAS	28
3.1.	Introducción	28
3.2.	Disturbios Geomagnéticos	29
3.3.	Potencial de la Superficie Terrestre	32
3.4.	Corrientes Geomagnéticamente Inducidas (GIC)	33
3.5.	Efectos de las GIC en el sistema eléctrico	36
3.5.1.	Efectos en los generadores	36
3.5.2.	Efectos en las protecciones	36
3.5.3.	Efectos en las comunicaciones	37
3.5.4.	Efectos en los transformadores	38
3.6.	Modelando las GIC	42
4.	GIC EN EL TRANSFORMADOR	47
4.1.	Introducción	47
4.2.	Modelado de transformador para estudios de GIC	48
4.2.1.	Modelo saturable del transformador	48
4.2.2.	Modelo híbrido del transformador XFMR	51
4.3.	Estudio de variables eléctricas	55
4.3.1.	Saturación en medio ciclo	55
4.3.2.	Cálculo de la distorsión total armónica	56
4.3.3.	Cálculo de potencia reactiva del transformador	58

4.3.4. Esfuerzos térmicos del transformador	60
5. CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
5.1. Introducción	63
5.2. Casos de estudio	63
5.3. Caso 1. Transformador de circuito equivalente	64
5.3.1. Saturación del núcleo	65
5.3.2. Evaluación del THD	69
5.3.3. Consumo de potencia reactiva (Q)	73
5.3.4. Esfuerzos térmicos del transformador	74
5.4. Caso 2. Transformador híbrido XFMR	75
5.4.1. Saturación del núcleo	76
5.4.2. Evaluación del THD	81
5.4.3. Consumo de potencia reactiva (Q)	89
5.4.4. Esfuerzos térmicos del transformador	91
5.5. Comparación de resultados entre casos	92
5.5.1. Adicionales	95
5.6. Métodos de prevención y mitigación de las GIC	97
5.6.1. Dispositivos de bloqueo de GIC	97
5.6.2. Recomendaciones de operación del sistema bajo efectos de GIC . .	100
5.6.3. Preparación y fortalecimiento del SEP para eventos de GIC	103
6. CONCLUSIONES	104
6.1. Conclusiones	104
6.2. Trabajo futuro	107
Bibliografía	113

Índice de figuras

2.1. Principio de inducción electromagnética [1]	12
2.2. Tipos de núcleos magnéticos de transformador [2]	15
2.3. Esquema del transformador ideal	17
2.4. Curva de magnetización de un material ferromagnético	19
2.5. Curva de histéresis [3]	20
2.6. Circuito equivalente del transformador [4]	24
2.7. Circuito T equivalente [4]	25
2.8. Modelo del transformador para estudios de media frecuencia [5]	26
2.9. Modelo del transformador para estudios de alta frecuencia [5]	27
3.1. Representación de las tormentas solares	29
3.2. Auroras Boreales	31
3.3. Óvalo auroral sobre el polo norte	31
3.4. Diagrama de flujo de la formación de GIC	34
3.5. Efecto del potencial inducido en la superficie terrestre en la un sistema eléctrico [6]	35
3.6. Comportamiento del flujo y de la corriente de excitación con excitación puramente alterna y excitación alterna + directa. [7]	40
3.7. Transformador dañado por sobrecalentamiento en la tormenta solar de mar- zo de 1989 [7]	41
3.8. Modelado de GIC de acuerdo a un campo eléctrico uniforme [8]	44

4.1. Modelo de transformador trifásico que utiliza el circuito equivalente con rama saturable	49
4.2. Corrientes de excitación y magnetización en operación normal	49
4.3. Modelo de transformador trifásico propuesto para análisis de GIC	50
4.4. Modelo eléctrico del transformador híbrido, trifásico, dos devanados, núcleo de tres piernas. [9]	52
4.5. Ejemplo de Transformador de 240 MVA 230/500 kV usando el modelo híbrido	53
4.6. Corrientes de excitación y magnetización del modelo híbrido en operación normal	54
4.7. Modelo de transformador híbrido propuesto para análisis de GIC	54
5.1. Caso 1. Modelo de transformador elevador de circuito equivalente de 240 MVA	64
5.2. Corrientes de magnetización del transformador de 240 MVA ante varios niveles de GIC	65
5.3. Acercamiento a las corrientes de magnetización cuando han alcanzado el equilibrio de saturación	66
5.4. Forma de onda de la corriente primaria ante varios niveles de GIC	68
5.5. Voltaje primario del transformador de 240 MVA con GIC de 200 A en el neutro	68
5.6. Formas de onda de las señales del lado secundario cuando se tiene una GIC de 200 A fluyendo en el neutro del transformador.	69
5.7. THD de la $I_{magnetizacion}$ para diversos valores de GIC	70
5.8. Comparación del espectro armónico de la $I_{magnetizacion}$	71
5.9. Comparación del espectro armónico de la corriente primaria sin GIC y con 200 A GIC.	72
5.10. Caso 2. Modelo de transformador híbrido de 100 MVA	76

5.11. Corrientes de magnetización del transformador de 100 MVA ante varios niveles de GIC	77
5.12. Corrientes de magnetización en equilibrio de saturación	78
5.13. Comparación de las señales de I_{mag} en su punto de equilibrio de saturación	79
5.14. Comparación de la corriente primaria (fase a)	79
5.15. Forma de onda de la corriente primaria ante varios niveles de GIC	80
5.16. Voltaje primario con GIC de 200 A en el neutro	81
5.17. Distorsión armónica total de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC	82
5.18. Espectro armónico de la corriente de magnetización	83
5.19. THD de la I_{prim} vs GIG con distintas configuraciones de núcleo	84
5.20. Espectro armónico de la corriente primaria	85
5.21. Distorsión armónica total de I_{prim} vs GIC para diversos niveles de carga . .	86
5.22. THD de la corriente de carga vs GIC ante diversos niveles de carga	87
5.23. Comparación de las señales secundarias con 0 y 200 GIC	87
5.24. Espectro armónico de la corriente del lado secundario.	88
5.25. Comparación de las señales secundarias con carga baja	89
5.26. Potencia reactiva del transformador vs GIC	90
5.27. THD de la corriente de magnetización	92
5.28. Comparación de THD de la corriente primaria entre casos de estudio . . .	93
5.29. Comparación de los esfuerzos térmicos calculados para cada caso de estudio	94
5.30. Comparación de consumo de reactivos entre casos de estudio	94
5.31. Comparación de resultados entre casos incluyendo líneas de distintas longitudes	95
5.32. Respuesta de los modelos para el factor K incluyendo líneas de transmisión de diversas longitudes.	96
5.33. Consumo de potencia reactiva de ambos casos de estudio incluyendo líneas de transmisión de diversas longitudes	97

5.34. Transformador inmune a GIC con devanado de compensación. [10]	99
---	----

Índice de tablas

2.1. Clasificación de los transformadores	14
2.2. Fenómenos transitorios	26
3.1. Modelando GIC producida por un campo eléctrico uniforme [8]	45
4.1. Límites de THD de voltaje permitidos	58
5.1. THD de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC	70
5.2. THD de la corriente y voltaje del lado primario	72
5.3. Consumo de potencia reactiva (Q) del transformador de 240 MVA	73
5.4. Factor K del transformador de 240 MVA modelo del caso 1	74
5.5. Factor D. Máxima capacidad de carga del transformador en ambiente altamente armónico.	75
5.6. Distorsión total armónica de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC	82
5.7. THD de la corriente y voltaje primarios(fase a) vs GIC	84
5.8. Potencia Reactiva Q para distintos tipos de transformador	90
5.9. Factor K del transformador	91

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Justificación

Las corrientes geomagnéticas inducidas forman el final de una complicada serie de fenómenos espaciales que tienen origen en el Sol y al impactar la Tierra originan perturbaciones magnéticas en su superficie. Estas corrientes pueden afectar a los sistemas tecnológicos como las redes eléctricas, cables telefónicos, gasoductos, etc, a través de sus puntos de tierra. Partiendo de la idea anterior, los sistemas eléctricos podrían ser los más susceptibles a la influencia de estos eventos, dado a que están conformados principalmente de materiales conductores y por las propias configuraciones del sistema tienen una variedad de puntos de aterrizamiento a lo largo de su trayectoria.

Los sistemas eléctricos de potencia crecen bastante rápido de acuerdo a las necesidades de hoy en día, formándose redes cada vez mas complicadas. Los transformadores de potencia son elementos que han adquirido una gran importancia debido a que funcionan como eslabón de unión entre dos redes distintas. Por esto, es necesario conocer el comportamiento del transformador ante diversas situaciones, fallas, sobrecargas, fenómenos externos, etc.

Para el sistema de potencia las corrientes geomagnéticas se consideran como corrientes casi directas por tener valores de frecuencia bajos. Debido a esto, los efectos que ocasionan al ingresar al sistema a través del transformador suelen permanecer durante largos periodos de tiempo, ocasionando un mal funcionamiento del equipo y a su vez otra serie de efectos indeseados con alcance al resto del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta que la tecnología ha avanzado, que las redes eléctricas son mas complejas actualmente y que el diseño del transformador ha ido optimizándose, el presente trabajo de investigación propone evaluar el comportamiento del transformador de potencia cuando es afectado por el fenómeno de las corrientes geomagnéticas inducidas mediante el uso de un modelo adecuado de transformador, para observar los efectos ocasionados en sus características eléctricas y si estas modificaciones llega a afectar el resto del sistema eléctrico de potencia.

1.2. Planteamiento del problema

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) idealmente debe cumplir con cuatro características principales de operación, las cuales son: seguridad, continuidad, confiabilidad y calidad [11]. Un cambio repentino o una condición anormal en el SEP puede ocurrir en cualquier momento, por simples maniobras del sistema o por fenómenos externos a la red, originando la pérdida de alguna de las características principales de operación. Estos eventos son conocidos como transitorios electromagnéticos y de ser posible deben ser detectados rápidamente, ya que de no ser así, se puede llegar a perder la calidad del servicio o en casos más graves, propiciar la perdida de continuidad originando apagones generales del sistema.

Se puede considerar como un ejemplo de fenómeno transitorio a las corrientes geomagnéticas inducidas. Las cuales además de tener su pico de actividad cada 11 años [12], sólo se presentan en las latitudes cercanas a los polos magnéticos de la Tierra, principalmente el polo norte [13]. Las corrientes geomagnéticas inducidas (**GIC** por sus siglas en inglés), son consideradas corrientes casi directas debido a que su muy baja frecuencia (de 0.1 a 0.0001 Hz), la cual, comparada con la frecuencia fundamental del SEP (50 - 60 Hz) se modelan como corrientes directas. [14]

El flujo de estas corrientes en el sistema eléctrico está relacionado con problemas y mal funcionamiento de los equipos del sistema eléctrico. Uno de estos equipos importantes es el transformador de potencia; el mal funcionamiento de este equipo primario puede desencadenar en algún disparo en falso de las protecciones, sobrecargas de líneas, variaciones de voltaje e inestabilidad en general. Cuando un transformador tiene una corriente directa fluyendo a través de sus devanados además de su excitación alterna, desencadena en la pronta saturación del núcleo, y esto a su vez trae consigo otros efectos que varían su comportamiento normal, tal como se demostró en [15] [16].

Si las GIC se consideran como corrientes directas, y éstas fluyen a través de la superficie terrestre e ingresan al sistema eléctrico por medio de sus puntos de aterrizaje, debe ser posible observar cambios en el funcionamiento de los dispositivos de la red, principalmente en el transformador, ya que por la configuración de sus conexiones internas, la gran mayoría de ellos tiene mínimo un punto de conexión a tierra. Por lo tanto, si se analiza un modelo de transformador con una corriente directa fluyendo a través de su neutro, debe ser posible observar efectos análogos a los obtenidos en [16] [15] [14], eso es la saturación del núcleo y distorsión en sus señales eléctricas.

Debido a que el transformador de potencia funciona como el dispositivo de unión entre dos sistemas, la presencia de alguna distorsión en sus señales eléctricas podría desencadenar en errores en las mediciones, que origine una mala operación de las protecciones, y eso podría ocasionar inestabilidad del sistema, pudiendo llevar a un apagón general. Por lo tanto, el interés principal de este trabajo es evaluar el comportamiento de un transformador de potencia, mediante el uso de un modelo que permita observar la conducta de las señales eléctricas, es decir el voltaje, la corriente y la potencia cuando una GIC lo afecta. Y a su vez, evaluar si se tienen repercusiones hacia el resto del sistema eléctrico de potencia.

1.3. Hipótesis

Partiendo del análisis de los efectos de las corrientes geomagnéticas inducidas (GIC) en el transformador de potencia, se logrará conocer los alcances de este fenómeno sobre las variables eléctricas del equipo y si estas tienen alguna repercusión hacia el sistema eléctrico de potencia interconectado.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Análisis del comportamiento del transformador bajo el efecto de las corrientes geomagnéticas inducidas, con el propósito de identificar los cambios en las variables eléctricas del transformador y las consecuencias de estos cambios hacia el resto del sistema eléctrico.

1.4.2. Objetivos específicos

- Identificar y seleccionar un modelo de transformador apropiado con la intención de representar adecuadamente los cambios que se presentan en sus características

eléctricas ante alguna afectación.

- Investigar las bases del fenómeno de las corrientes geomagnéticas inducidas con el fin de modelarse adecuadamente y complementar al modelo del transformador para su estudio.
- Implementar el modelo del transformador afectado por las GIC en ATP/EMTP, con el propósito de simular e identificar los efectos del fenómeno en el funcionamiento del equipo.
- Analizar los resultados del funcionamiento del transformador con GIC, con la finalidad de identificar los posibles efectos transmitidos hacia el resto del sistema eléctrico y algunas alternativas de mitigación viables.

1.5. Antecedentes

El efecto de los disturbios solares han sido conocidos por el hombre durante muchos años, pero apenas hace aproximadamente 35 años pasaron a ser de mayor interés para la comunidad científica en el área de los transformadores de potencia, a partir del apagón de Québec en 1989. Desde esa fecha se ha realizado una gran diversidad de estudios sobre los efectos que tienen los disturbios geomagnéticos en distintas áreas.

En la década de los 80 se realizaban las primeras investigaciones sobre las corrientes geomagnéticas inducidas y sus efectos en los transformadores. La referencia [16] muestra una investigación experimental mediante pruebas de laboratorio en modelos a escala de un transformador. La corriente de excitación del modelo era conformada por corriente alterna y directa simultáneamente, con la finalidad de demostrar que los efectos de una corriente directa circulando a través del transformador podría ocasionar sobrecalentamiento en sus partes metálicas estructurales. Este estudio concluyó que aunque una corriente directa

fluyendo a través del transformador ocasiona saturación del núcleo, el peor efecto que se detectó fue la presencia de una alta corriente de excitación, y a pesar que las altas pérdidas por calor del conductor (I^2R) son el efecto dominante, no causan sobrecalentamiento de las partes metálicas.

En los 90 hubieron varias investigaciones del comportamiento de los transformadores cuando eran afectados por una corriente geomagnética, principalmente estos estudios se enfocaron al análisis de la corriente de excitación del transformador. En la referencia [15], se describen métodos para caracterizar la corriente de excitación del transformador utilizando un modelo sencillo de transformador(modelo T equivalente); a su vez otros autores estudiaron el contenido armónico de la corriente de excitación cuando se introduce una corriente directa en el neutro del transformador con la finalidad de observar el flujo magnético, las pérdidas y el aumento en la temperatura. La referencia [17] señala que dichos estudios se realizaron mediante cálculos matemáticos y la referencia [18] los realiza por medio de base experimental en pruebas de laboratorio a modelos escala de transformadores monofásicos y trifásicos con diversas configuraciones de núcleos.

Para la década posterior al 2000, el estudio del fenómeno GIC se enfocó a la detección del fenómeno en latitudes lejanas a donde usualmente se presenta, los artículos de investigación [19], [20], [21] mencionan variaciones y fallos en transformadores coincidentemente con la presencia del fenómeno, esto en el área de Sudáfrica y en parte de China. Directamente estudios hacia el transformador se desarrolló en [22], un método de estimación de una nueva curva de saturación que relacione la corriente de excitación con el consumo de la potencia reactiva en los transformadores saturados. Por otro lado, en [23] se propone un modelo matemático de transformador que incorpora el método de dualidad entre los circuitos magnéticos y eléctricos, además de considerar el tanque como camino para el flujo magnético, dependiendo de las conexiones de los devanados y de la configuración de

núcleo que tenga el transformador.

Del 2010 a la fecha las investigaciones del fenómeno GIC se han concentrado en el estudio del flujo de las GIC en los sistemas de potencia, como se indica en [24] y [25]; el análisis de los efectos en las smart grid, y en modelos que ayuden a predecir y detectar los futuros disturbios geomagnéticos [26] [27]. Recientemente, el estudio de las GIC específicamente en los transformadores ha sido enfocado a la mitigación de los efectos de estas corrientes a través de nuevos diseños del transformador, tal como se propone en [10]; también se ha dirigido a validar en laboratorio de las relaciones que hay entre sus características eléctricas como propone [28]; y principalmente se ha orientado al modelado de los cambios que originan las GIC en un transformador desde el punto de vista de protección a los materiales y prolongar la vida útil del transformador [29].

En la literatura se ha podido observar diversos enfoques sobre el estudio de las corrientes geomagnéticas y en ellas se menciona cómo éstas afectan a los transformadores. Existen avances en el modelado del transformador pero para el estudio del fenómeno de GIC no han sido aplicados todavía. Una de las claves para este estudio es modelar correctamente la característica de saturación del núcleo y partiendo de ahí observar los demás efectos en las señales eléctricas del transformador. El modelo del transformador saturable ha sido muy utilizado en la investigación del fenómeno GIC, pero el desarrollo del modelo híbrido del transformador permite una respuesta mas cercana a la del transformador real. El presente trabajo de investigación busca aportar un análisis de las variaciones de las principales características eléctricas del transformador, con el propósito de examinar estos cambios y estudiar las repercusiones que se filtran hacia el resto del sistema eléctrico, enfoque que aún se encuentra poco estudiado.

1.6. Estructura de la tesis

La presente tesis consta de seis capítulos que están estructurados como sigue:

Capítulo 1. *Introducción.*

Éste primer capítulo es introductorio y en él se exponen los principales motivos para la realización de este trabajo, la definición del problema, los objetivos trazados y los alcances que se pretenden lograr durante la investigación.

Capítulo 2. *Teoría del transformador.*

En el capítulo dos se introduce a los temas de la teoría del transformador y sus principios de funcionamiento. Se menciona su clasificación; se incluye una descripción de la teoría del transformador ideal y la manera de modelar el transformador real para su estudio, entre otros temas.

Capítulo 3. *Corrientes geomagnéticas inducidas.*

Este capítulo contiene la descripción del fenómeno que origina el objeto de estudio, las corrientes geomagnéticas inducidas, desde como se forma, dónde se presenta y los efectos que generan en los transformadores.

Capítulo 4. *Análisis del impacto de las GIC en los transformadores de potencia.*

El capítulo cuatro describe la manera de modelar el fenómeno de las corrientes geomagnéticas cuando estas se introducen en el transformador, basándose en modelos propuestos en fuentes de energía directa.

Capítulo 5. *Caso de estudio y análisis de resultados.*

En este apartado se exponen los casos de estudio utilizados en el software ATP / EMTP para el desarrollo de la investigación. Además se presenta el análisis de los resultados en distintas categorías y un breve resumen de los métodos de mitigación propuestos a la fecha.

Capítulo 6. *Conclusiones.*

Finalmente este capítulo expone las conclusiones mas relevantes obtenidas en el desarrollo de este trabajo de investigación y algunas recomendaciones para considerar en trabajos futuros que se puedan continuar a partir de este proyecto.

Capítulo 2

TEORÍA DEL TRANSFORMADOR

2.1. Introducción

El transformador es definido como una máquina eléctrica estática que transfiere energía de un circuito a otro mediante inducción electromagnética sin cambio en la frecuencia [4]. Los transformadores ocupan una posición importante en el sistema de potencia, siendo el enlace vital entre las centrales de generación y los puntos de utilización de la energía.

En este capítulo se incluye una descripción del principio de funcionamiento de un transformador, además de una clasificación de los distintos tipos de transformadores y sus diversas configuraciones de núcleos magnéticos. Finalmente, se explica la manera de modelar el transformador de acuerdo a los detalles requeridos para cada estudio.

2.2. Principio de funcionamiento

El transformador es un dispositivo de conversión electromagnética en el cual la energía recibida en los devanados primarios es primeramente convertida a energía magnética la cual luego es reconvertida nuevamente a energía eléctrica útil a través de otros circuitos. Por lo tanto los devanados primario y secundario no se encuentran conectados eléctrica-

mente, sin embargo sí se encuentran acoplados magnéticamente. [4]

Un campo magnético puede crearse debido al movimiento de cargas eléctricas, así mismo un campo magnético puede originar el movimiento de cargas eléctricas generando una corriente eléctrica. Los transformadores operan bajo este principio físico descubierto por Faraday en su ley de inducción electromagnética. Esta ley enuncia que: *“Cuando varía el campo magnético que atraviesa un conductor, se induce una f.e.m. en dicho circuito, que es proporcional a la velocidad con la que varía dicho flujo”* [30].

Dicho en otras palabras, el voltaje inducido en una espira de alambre conductor, es directamente proporcional al cambio del flujo magnético que atraviesa la espira con respecto al tiempo, lo cual se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$e_{ind} = -\frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

donde e_{ind} es el voltaje inducido en la espira y ϕ es el flujo que la atraviesa. Si una bobina tiene N espiras y el mismo flujo circula en todas, entonces el voltaje inducido estará dado por:

$$e_{ind} = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

Basándose en el trabajo de Faraday, Lenz estableció una relación que resulta básica en la transformación de la energía electromecánica: *“En todos los casos de inducción electromagnética, un voltaje inducido puede causar que circule una corriente en un circuito cerrado...”* [31].

Esto se demuestra cuando se hace pasar una corriente alterna por un conductor y se forma alrededor de él un campo magnético. Si cerca de éste campo se coloca un segundo alambre, el campo magnético variable atravesará el alambre y producirá un voltaje en los

extremos de éste, tal como se muestra en la figura 2.1 [1]. Si los extremos del segundo alambre se conectan para formar un circuito cerrado, el voltaje inducido ocasionará que circule una corriente a través del circuito. Ambos efectos son conocidos como el fenómeno de *inducción electromagnética*.

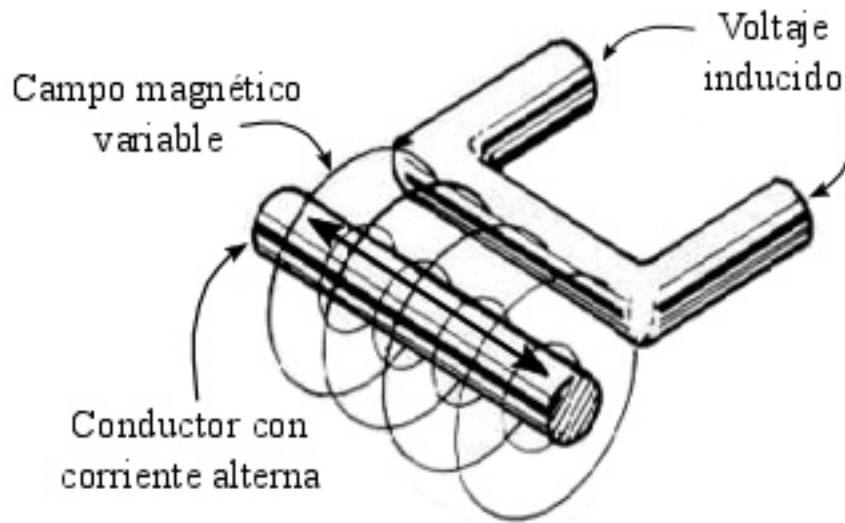


Figura 2.1: Principio de inducción electromagnética [1]

En resumen, son necesarios tres elementos en un transformador: una bobina primaria por la cual circula una corriente suministrada por la fuente de potencia, una bobina secundaria sobre la que se inducen las corrientes que alimentan a la carga y un núcleo magnético encargado de canalizar al máximo el flujo magnético entre las dos bobinas.

2.3. Clasificación

Los transformadores se suelen clasificar generalmente de acuerdo a su utilización principal. Éstos equipos pueden cumplir diversos propósitos, por ejemplo el entregar corrientes o voltajes, transformar impedancias, etc. Existen también los transformadores que se utilizan para los sistemas de radio frecuencia y audio, pero el grupo principal en el que se centrará el desarrollo de este trabajo es en los *transformadores de potencia*. Este gru-

po se conforma por los transformadores usados en las centrales de generación de energía para elevar o disminuir el voltaje a los niveles precisos para transportarse a través de las líneas de transmisión. La tabla 2.1 engloba los principales tipos de transformadores y sus clasificaciones. [32]

Los transformadores de potencia reciben distintos nombres dependiendo de su utilización en el sistema, por ejemplo un transformador conectado a la salida de una unidad generadora para elevar el voltaje a niveles de transmisión es llamado “*transformador de unidad*”. Los que se encuentran conectados al extremo de las líneas son los “*transformadores de subestación*” ya que reducen los extra altos voltajes a niveles de subtransmisión. Finalmente los últimos en la cadena pero a la vez importantes son los “*transformadores de distribución*” que son los que disminuyen el voltaje a nivel de consumo cotidiano 110,220 V, etc. [33]

Tabla 2.1: Clasificación de los transformadores

Según funcionalidad	Transformadores de potencia
	Transformadores de comunicaciones
	Transformadores de medida
Según sistema de alimentación	Monofásicos
	Trifásicos
Según tensión secundaria	Elevadores
	Reductores
Según medio	Interior
	Intemperie
Según aislamiento	Seco (aire o gas)
	Aceite dieléctrico
	Encapsulados
Según refrigeración	Natural
	Forzada

Tipos de núcleo magnético

Otra manera mas específica de clasificar los transformadores es mediante su tipo de núcleo. El núcleo del transformador es el elemento que conforma el circuito magnético. Está formado por aleaciones de hierro que buscan proveer de trayectorias de baja reluctancia para el flujo magnético que reduzcan la corriente de magnetización. Los dos tipos fundamentales de esta estructura magnética son [33]:

- a) tipo núcleo o de columnas
- b) tipo acorazado

La principal diferencia entre estos tipos de núcleos es que en el diseño *tipo núcleo*, las bobinas son devanadas alrededor de las columnas o piernas del núcleo, en el diseño *tipo*

acorazado se tiene que el devanado es rodeado o envuelto por otros segmentos del núcleo de hierro. La figura 2.2 muestra las configuraciones de los núcleos para transformadores monofásicos y trifásicos.

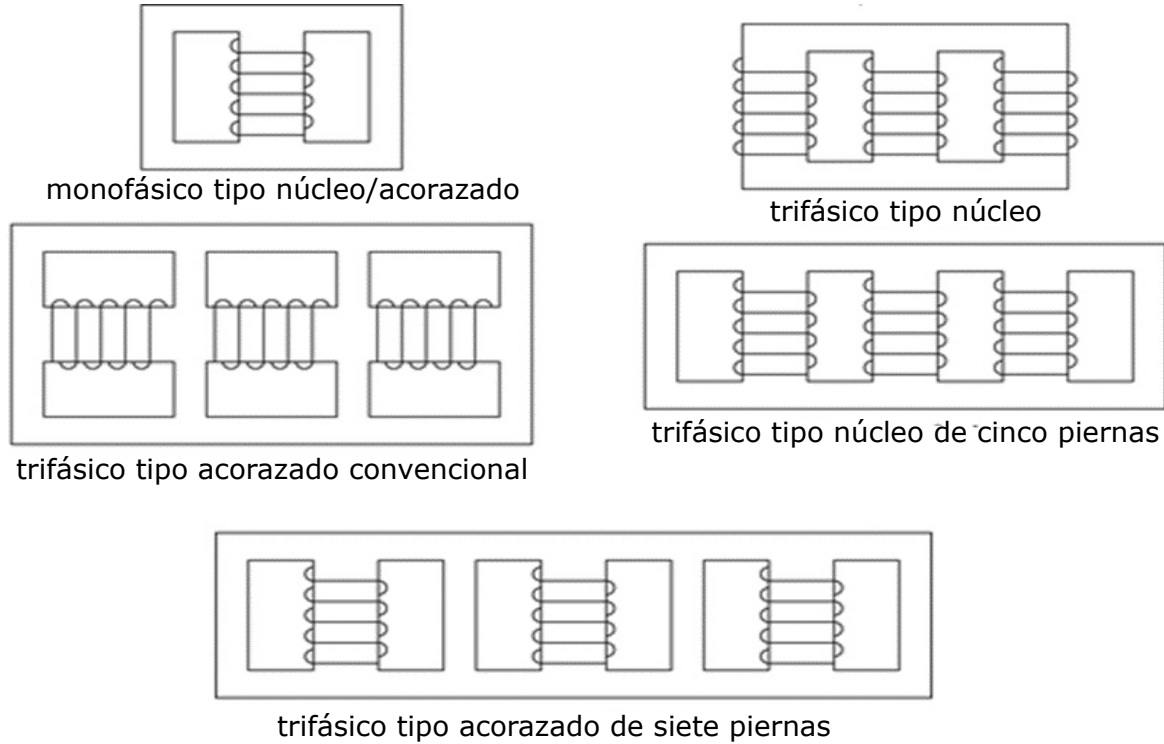


Figura 2.2: Tipos de núcleos magnéticos de transformador [2]

Cada uno de estos tipos de construcción tiene sus ventajas y desventajas. En los transformadores de mediana a gran potencia el diseño *tipo núcleo* es el más común.

2.4. Modelado del transformador

Las diferencias técnicas entre un modelo de transformador cercano al real y uno ideal deberán incluirse en mayor o menor grado en la mayoría de los análisis del funcionamiento del transformador. Dependiendo del estudio que se planee realizar será el detalle técnico que llevará el modelo.

Por ejemplo, el análisis de fenómenos transitorios tiene un amplio rango de frecuencias, si se quiere estudiar transitorio de alta frecuencia se deberá considerar, además de las resistencias e inductancias de los devanados, las capacitancias de los mismos ya que afectan de manera importante el comportamiento del transformador.

Es correcto pensar que entre más detallado sea un modelo se obtienen mejores resultados, sin embargo no siempre es recomendable utilizar modelos muy complejos para todos los estudios, dado a que la representación matemática de cada elemento sería compleja y esto conllevaría a la necesidad de una gran capacidad computacional y tiempos prolongados de cálculo y simulación. Por esta razón el uso de un modelo simplificado da buenos resultados para alguna variedad de estudios.

En las próximas secciones se incluye un resumen de la formación del modelo del transformador, comenzando desde el transformador ideal, complementando el modelo a medida que se van anexando los fenómenos que se presentan en el transformador real, en este caso solo se incluye la saturación del núcleo y las pérdidas, hasta alcanzar el modelo tan a detalle como sea necesario.

2.4.1. Transformador ideal

A través del estudio del modelo del transformador ideal se puede observar con mayor claridad el funcionamiento de los transformadores reales. Un *transformador ideal* es un aparato que no presenta pérdidas, es decir que no disipa potencia, y que posee un devanado de entrada y uno de salida. Ambos devanados están conectados magnéticamente a través de un núcleo magnético de hierro. [33]

La figura 2.3 muestra un transformador monofásico el cual consiste de dos devanados arrollados sobre un núcleo magnético y enlazados a través de un flujo mutuo ϕ_m . En [4], se

describe el desarrollo del funcionamiento de un transformador ideal en condiciones de vacío (sin carga del lado secundario), con el lado primario conectado a una fuente de voltaje sinusoidal v_1 . El devanado primario produce una corriente de excitación, i_1 , la cual establece el flujo en el núcleo ϕ_m . Al ser un transformador ideal se considera que todo el flujo se mantiene en dentro del núcleo, por lo tanto no hay flujo de dispersión y como se mencionó previamente no hay pérdidas.

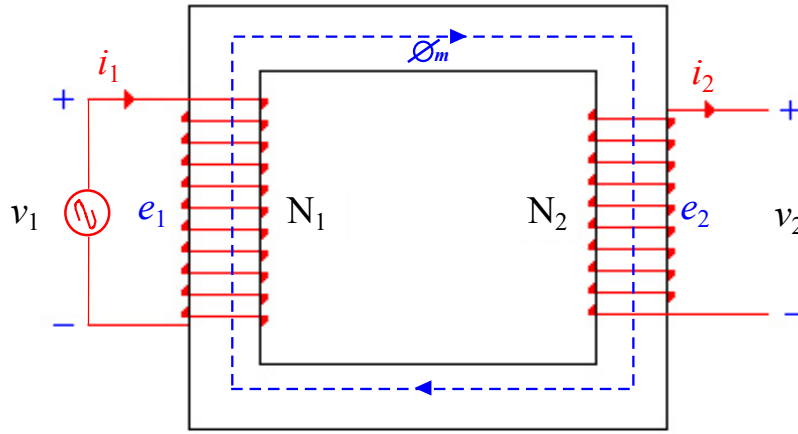


Figura 2.3: Esquema del transformador ideal

Los devanados primario y secundario tienen N_1 y N_2 numero de vueltas respectivamente. El valor instantáneo de la fuerza electromotriz inducida (f.e.m) para el devanado primario se define por:

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.3)$$

Debido a que no las bobinas son ideales, se asume que la resistencia de los devanados es igual a cero, por lo tanto:

$$v_1 = e_1 \quad (2.4)$$

El voltaje inducido en el devanado secundario debido al flujo mutuo ϕ_m está dado por:

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.5)$$

Análogo a (2.4) se tiene que para el lado secundario también $e_2 = v_2$. Partiendo de las ecuaciones (2.3) y (2.5), la relación entre la tensión e_1 aplicada al lado primario y el voltaje e_2 inducido en el lado secundario se define como:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (2.6)$$

En donde a se define como la *relación de transformación* del transformador:

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.7)$$

En un transformador ideal, la curva característica de magnetización B-H del núcleo se asume de comportamiento lineal (sin histéresis). La corriente primaria i_1 se encuentra en fase con el flujo mutuo ϕ_m , no hay flujos de dispersión, no se tienen pérdidas en el núcleo, además de considerar el material magnético del núcleo con permeabilidad infinita.

Por lo tanto para un transformador ideal la relación entre la corriente i_1 que fluye en el lado primario del transformador y la corriente i_2 que sale del transformador por el secundario es:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2 \quad (2.8)$$

$$\frac{i_2}{i_1} = a \quad (2.9)$$

En resumen, las relación de transformación de un transformador ideal se establece mediante la ecuación expresada en 2.10.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_2} = a = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.10)$$

2.4.2. Saturación del núcleo

Para entender el funcionamiento de un transformador lo primero que se debe tener en cuenta son las restricciones que impone el núcleo, ya que esto limita el desempeño del flujo magnético, actor principal en la transformación de energía. Los núcleos de material ferromagnético poseen límites de saturación; éstos no pueden soportar densidades de flujo magnético infinitas ya que se tienden a saturar a un nivel determinado por la dimensión del núcleo y el tipo de material. Esto significa un incremento en el voltaje de excitación no garantiza un aumento proporcional del flujo magnético. Se dice que tiene un comportamiento *no lineal*. [34]

Si aplicamos una intensidad de campo magnético o excitación magnética \mathbf{H} creciente a un material ferromagnético, y representamos la inducción \mathbf{B} en función de H , obtenemos la llamada curva de magnetización del material.

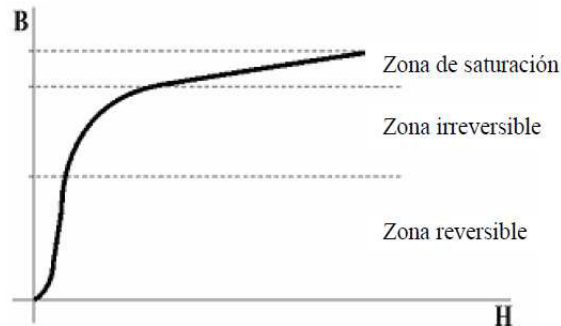


Figura 2.4: Curva de magnetización de un material ferromagnético

En la figura 2.4 se pueden distinguir tres partes. La primera, es una zona reversible en la cual si se elimina el campo H la densidad de flujo B también desaparece; la segunda zona irreversible y una última zona de saturación donde la permeabilidad relativa es unitaria y B ya no incrementa más. Si se varía H , modificando la corriente que circula por la bobina del transformador se obtiene la curva de histéresis que se muestra en la figura 2.5.

El ciclo de histéresis es una representación gráfica de los diferentes estados por los que pasa el material ferromagnético a lo largo del ciclo de trabajo. Si la intensidad de campo H varía entre $\pm H_{max}$, se obtiene una gráfica que los valores alcanzados al incrementar H , no coinciden con los valores obtenidos al disminuir H . Una vez mas se comprueba el comportamiento *no lineal* del núcleo magnético. [3]

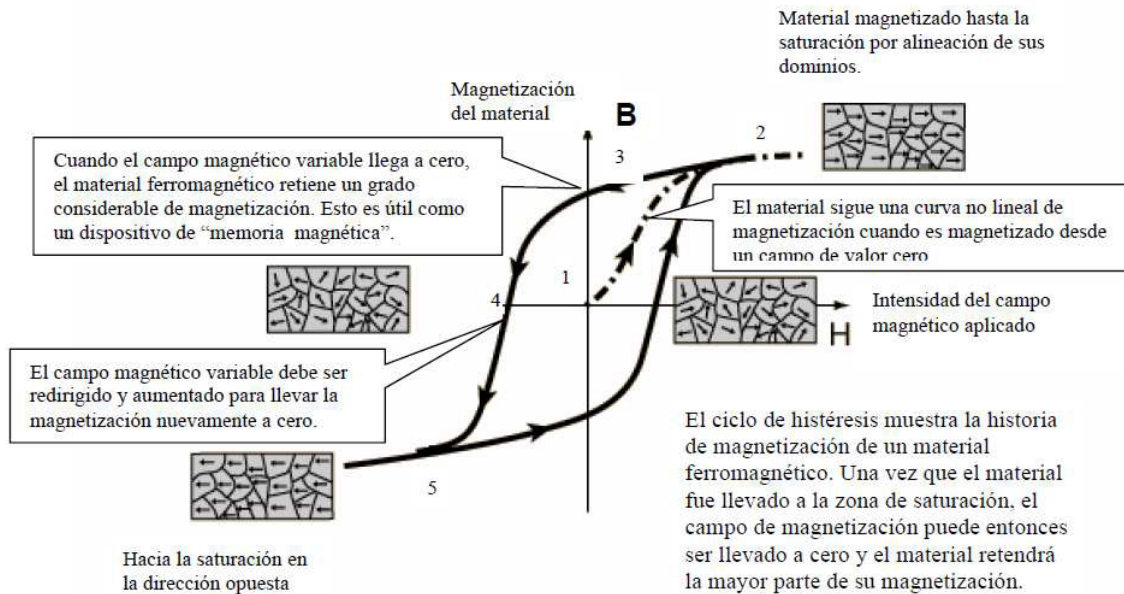


Figura 2.5: Curva de histéresis [3]

Respecto a la curva de la figura 2.5, después de haber alcanzado la saturación y se tiene $H = 0$ (en el punto 3) aún existe una cierta magnetización B_r que recibe el nombre de *inducción remanente* y constituye el estado de magnetización permanente del núcleo. Cuando $B = 0$ (en el punto 4), H presenta un valor de H_c que se denomina *campo coercitivo*, que es el campo opuesto necesario para desmagnetizar el núcleo. Si se continúa disminuyendo H hasta alcanzar $-H_{máx}$ (punto 5) y después invertimos el sentido de cambio de H , es cuando se cierra el ciclo de histéresis. Todo el ciclo de histéresis disipa energía en la acción de imantar y desimantar el núcleo, a esta acción se le conoce como pérdidas por histéresis y serán explicadas en el apartado de pérdidas de éste capítulo.

Debido solamente a la saturación, el núcleo del transformador actúa como una fuente generadora de corrientes armónicas, algunos de los cuales fluirán directamente hacia los devanados primario y secundario.

Actualmente las cargas de los transformadores son ampliamente afectadas por los armónicos. Estas componentes armónicas ocasionan que las pérdidas de los transformadores incrementen y por lo tanto pueda tener fallas en su operación.

2.4.3. Pérdidas en el transformador

Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales deben tenerse en cuenta para cualquier modelo aproximado y confiable del transformador. Para analizar las pérdidas de potencia en un transformador es conveniente analizar al circuito magnético y el circuito eléctrico por separado dado a que cada uno presenta pérdidas por circunstancia diferentes.

Las pérdidas producidas en el transformador son las siguientes: [33]

- **Por circunstancias magnéticas**

- A. Pérdidas por flujos dispersos
- B. Pérdidas por ciclo de histéresis
- C. Pérdidas por corrientes parásitas

- **Por circunstancias eléctricas**

- D. Pérdidas en el cobre del devanado

A. Pérdidas por flujos dispersos

En el núcleo del transformador se produce un flujo magnético debido a inducción magnética, este flujo transita a lo largo del núcleo y en su trayecto se llega a dispersar en pequeñas cantidades dependiendo de la forma que tenga el núcleo, ocasionando

así pérdidas en potencia debido a que el flujo magnético ϕ_m no llega completo al segundo devanado por estas dispersiones que se presentan. Estos flujos que se escapan del núcleo, pasan únicamente por cada uno de los devanados, lo que produce una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria y sus efectos también deben ser tomados en cuenta.

B. Pérdidas por ciclo de histéresis

Como se mencionó anteriormente, el ciclo de histéresis está directamente con el reacomodo de los dominios magnéticos del núcleo del transformador durante cada medio ciclo. Ocurre que la corriente aplicada al transformador al ser alterna, va invirtiendo constantemente su polaridad, variando con la misma frecuencia el sentido del campo magnético, entonces las moléculas del material que forman el núcleo (dominios magnéticos) se deben invertir en igual forma su sentido de orientación lo cual requiere energía, que es tomada de la fuente que suministra la alimentación, lo cual representa una pérdida de potencia.

C. Pérdidas por corrientes parásitas

También llamadas *corrientes de Foucault* o *corrientes de eddy*, se producen en cualquier material conductor cuando se encuentran sometidos a una variación de flujo magnético, como son los núcleos de los transformadores. Éstas son las pérdidas por calentamiento resistivo ya que la f.e.m. inducida en el núcleo genera corrientes que originan el denominado *efecto Joule*, el cual hace que parte de la energía cinética de los electrones se transforme en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan. Para reducir en parte estas pérdidas de potencia es necesario que el núcleo del transformador sea construido con láminas magnéticas de espesores muy delgados, colocadas una encima de otra y aisladas entre si.

D. Pérdidas en el cobre del devanado

Es la suma de las potencias pérdidas en los devanados de un transformador. Se deben a la disipación de calor que se producen en los devanados. El valor de esta potencia es proporcional al cuadrado de la corriente que fluye por los bobinados y a la resistencia de los mismos. Éstas pérdidas se pueden calcular a través de:

$$P_{cu} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 \quad (2.11)$$

2.4.4. Modelo circuital del transformador

Es posible construir un circuito equivalente aproximado que tenga en cuenta todas las imperfecciones principales de los transformadores reales. En esta sección se explicará brevemente en qué consiste el modelo del circuito equivalente, para mayor detalle del tema se puede consultar [4] [33].

Para iniciar la elaboración de un circuito equivalente, se debe considerar el funcionamiento de los devanados. El efecto mas sencillo de modelar son las pérdidas en el cobre; dado a que son pérdidas resistivas que se presentan en los devanados primario y secundario, se modelan disponiendo de un resistor R_1 en el circuito primario y un resistor R_2 en el circuito secundario del transformador.

Como se mencionó en el apartado 2.4.3, las pérdidas de flujo disperso tienen efectos en los devanados del transformador. Este flujo proporcional a la corriente primaria es responsable de una caída de tensión la cual se representa a través de una reactancia inductiva X_{L1} llamada *reactancia de dispersión primaria*, que se coloca en serie con R_1 y se conecta al lado primario de un transformador ideal. Del mismo modo se añade la *reactancia de dispersión secundaria* X_{L2} en serie con con la resistencia del devanado secundario R_2 , y ambas son conectadas al lado secundario del transformador ideal.

La corriente de excitación en vacío del devanado primario I_0 , está integrada por dos componentes, la componente magnética I_m , responsable de producir el flujo mutuo ϕ_m , y la componente de pérdidas del núcleo I_c que representa la potencia activa extraída de la fuente para abastecer las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

La componente del núcleo (I_c) está en fase con la tensión inducida y adelanta a la componente de magnetización (I_m) por 90° . Con el lado secundario en vacío, el transformador se comporta como un circuito altamente inductivo debido a su núcleo magnético, por lo tanto la corriente en vacío I_0 va en retraso a la tensión aplicada 90° , o sea que I_m es usualmente mucho mayor que I_c .

En el circuito equivalente, la componente magnética es representada por una reactancia X_m , mientras que la componente de pérdidas del núcleo se simboliza mediante una resistencia R_c . En situaciones cuando se tiene carga conectada al lado secundario, la corriente de excitación suele ser muy pequeña comparada con la corriente de carga y en ocasiones suele despreciarse.

Uniando todas las representaciones de los efectos descritos, se obtiene el circuito equivalente que se muestra en la figura 2.6.

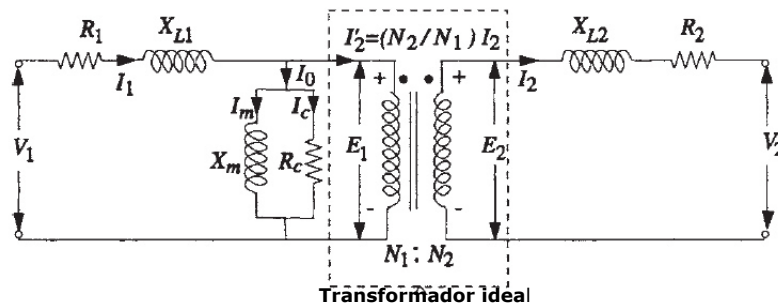


Figura 2.6: Circuito equivalente del transformador [4]

Para facilitar el uso del modelo, uno puede omitir el transformador ideal si todas las cantidades son referidas ya sea al lado primario (2.13) o al lado secundario (2.12) del transformador.

$$Z'_1 = \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 Z_1 \quad (2.12)$$

$$Z'_2 = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 Z_2 \quad (2.13)$$

Este circuito equivalente referenciado a un lado del transformador, como se observa en la figura 2.7, es una representación tipo T de parámetros concentrados, valida generalmente para análisis en estado estable a frecuencias del sistema de potencia. Para estudios a frecuencias más altas, deben de considerarse los efectos capacitivos del transformador. Para un análisis transitorio, todas las reactancias deben ser sustituidas por las correspondientes inductancias equivalentes.

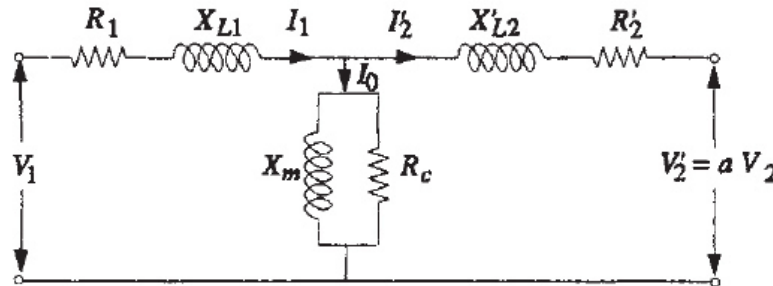


Figura 2.7: Circuito T equivalente [4]

Los modelos del transformador son frecuentemente mas complejos en expresiones matemáticas que lo que en realidad se necesitan en la práctica para alcanzar buenos resultados.

2.4.5. Modelo en frecuencia

Un factor que determina el modelo de transformador que se debe seleccionar para cada estudio es la frecuencia del problema estudiado. Los fenómenos transitorios a los que se encuentra expuesto el sistema eléctrico oscilan entre los 0.1 Hz hasta los 50 MHz, por lo

tanto para la simulación de cada fenómeno se requiere de el modelo de cada elemento de la red a la frecuencia involucrada. La tabla 2.2 muestra como son agrupados los fenómenos transitorios de acuerdo a su frecuencia. [5]

Tabla 2.2: Fenómenos transitorios

Estudio transitorio		Rango de frecuencias
1	Estado estable	0.1 Hz - 3 kHz
2	Estudios de media frecuencia	50 Hz - 20 kHz
3	Fenómenos de alta frecuencia	20 kHz - 50 MHz

El modelo circuital T equivalente explicado en la sección 2.4.4 es una representación que puede aplicarse para estudios con frecuencias de hasta 3 kHz y tienen una precisión razonable aun con todas las aproximaciones que considera.

Para los estudios de media frecuencia, se puede utilizar una reducción del modelo a detalle, que incluye los efectos capacitivos de los conductores, entre los devanados y de los devanados al tanque; por lo tanto el modelo del transformador para estudios de media frecuencia (hasta los 20 kHz) es un circuito RLC en cascada, como se muestra en la figura 2.8.

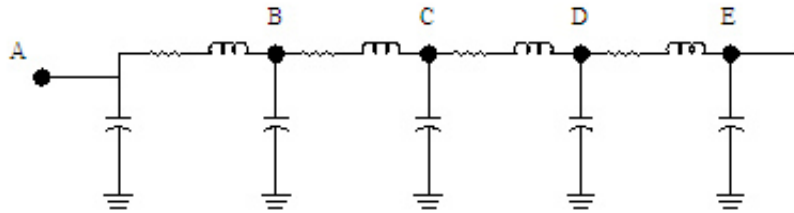


Figura 2.8: Modelo del transformador para estudios de media frecuencia [5]

Cada vuelta del transformador se puede representar como una línea de transmisión, por una resistencia, una inductancia y una capacitancia, como se muestra en la figura 2.9. Esta es una red muy detallada, pero es adecuada solamente para los casos dentro del

rango de altas frecuencias por arriba de los 20 kHz. Para mayor detalle de la construcción de los modelos puede consultar [5], [35].

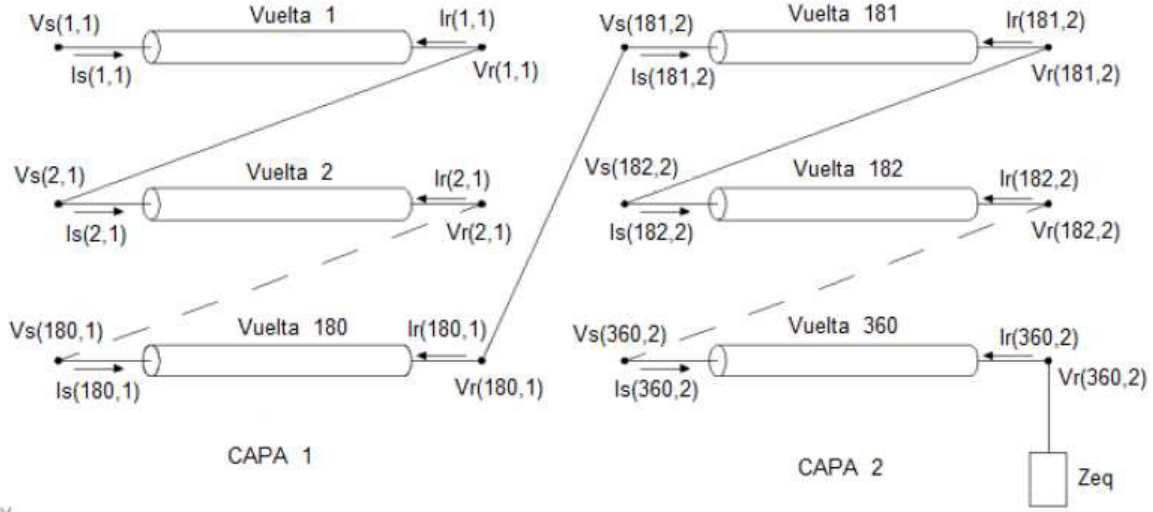


Figura 2.9: Modelo del transformador para estudios de alta frecuencia [5]

Finalmente, es importante mencionar que la selección del modelo de transformador dependerá del fenómeno que se vaya a analizar, la necesidad de precisión en los resultados y el detalle del análisis. Para resultados rápidos y con una correcta aproximación a los resultados reales, usar el modelo de circuito equivalente del transformador en muchas ocasiones es suficiente.

Capítulo 3

CORRIENTES GEOMAGNÉTICAS INDUCIDAS

3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo principal el describir el fenómeno de las corrientes geomagnéticamente inducidas. La primer sección será una explicación de los disturbios que generan las partículas solares cuando se impactan con los campos magnéticos de la Tierra a través de las denominadas tormentas solares.

Estas partículas cargadas de energía, al chocar con el planeta generan cambios en la magnetósfera terrestre, llevando a la inducción de un potencial en la superficie en áreas determinadas debido a las características del suelo que la hacen mas susceptible a estos cambios. La segunda sección de este capítulo presenta la interpretación que ha desarrollado la comunidad científica para explicar como se produce el potencial inducido en la superficie terrestre.

En la última sección se expone el modo en que se generan las *corrientes geomagnéti-*

camente inducidas, la forma de modelarse matemáticamente y cuáles son los efectos que se han detectado en los sistemas eléctricos una vez que ingresan a los mismos a través de sus puntos de aterrizaje.

3.2. Disturbios Geomagnéticos

El problema de las corrientes geomagnéticamente inducidas comienza en el Sol. Los *disturbios solares* son eventos que ocurren de manera cíclica, siendo aproximadamente cada 11 años cuando se producen de manera más frecuente y más intensa. [6]

Cuando aparecen las *manchas solares*, que se identifican como áreas oscuras en la superficie del Sol, causan grandes expulsiones de protones y electrones. Estas expulsiones son denominadas *erupciones solares* o *emisiones de masa coronal*, *CME* por sus siglas en inglés, y suceden en la atmósfera exterior del Sol (llamada *corona*).

Las partículas cargadas fluyen siempre del Sol hacia la Tierra creando lo que se llama *viento solar*. Éste viaja hacia la Tierra a una velocidad de unos 500 a 1000 km por segundo tomando apenas de 2 a 3 días aproximadamente en chocar contra el campo magnético de la Tierra [13], tal como se ejemplifica en la figura 3.1.

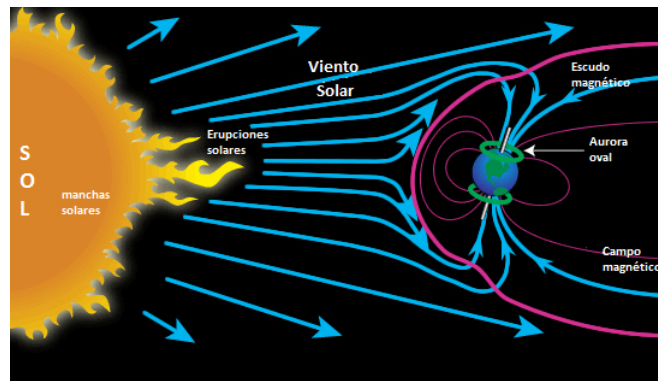


Figura 3.1: Representación de las tormentas solares

Con un CME promedio descargando alrededor de 155 Gigawatts a la atmósfera terrestre, grandes cambios pueden ocurrir. Las partículas de energía que conforman el viento solar tienen su propio campo magnético asociado, el cual indica la probabilidad que se tiene para que ocurra una tormenta geomagnética. Si el campo magnético del viento solar tiene una polaridad opuesta al campo magnético terrestre (denominado magnetósfera), entonces las líneas del campo del viento solar y la magnetósfera se “reconectan”, dando así la posibilidad que la *tormenta geomagnética* ocurra [13]. El efecto puede compararse con la simple ley de atracción de los imanes, los cuales con polaridad diferente se atraen mientras que los que tienen la misma polaridad se repelen.

Los disturbios solares, convertidos en viento solar y partículas cargadas eléctricamente, al chocar contra la tierra se convierten en los denominados **disturbios geomagnéticos** o **tormentas geomagnéticas**, que también traen consigo otros efectos que se observan desde la Tierra y serán explicados en los párrafos siguientes.

Cuando el sistema magnético de la Tierra es estimulado por el viento solar, los electrones, protones e iones de oxígeno se tornan en grandes corrientes denominadas *electrojets* que logran alcanzar valores de hasta un millón de amperes. Estas corrientes fluyen en un gran óvalo en la ionósfera llamado *óvalo auroral*. Existe un óvalo sobre el polo magnético norte y su imagen espejo sobre el polo magnético sur. Para los que viven en el hemisferio norte, el óvalo auroral puede apreciarse como la aurora boreal, mostrada en la figura 3.2. El brillo que presente la aurora es un buen indicador de la intensidad de la tormenta geomagnética. [13]



Figura 3.2: Auroras Boreales

A medida que la tormenta magnética intensifica estos óvalos aurorales se expanden en tamaño y afectan a las latitudes más bajas. Es importante destacar que los óvalos permanecen estacionados sobre los polos magnéticos de la Tierra, por lo que a medida que el planeta gira bajo el óvalo auroral, diversas zonas de Asia, Europa y América del Norte se ven afectadas por la tormenta geomagnética. Ver figura 3.3.

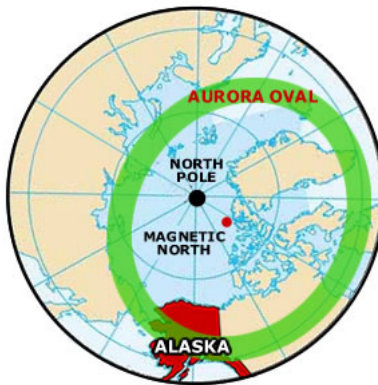


Figura 3.3: Óvalo auroral sobre el polo norte

Los mayores problemas originados por las tormentas geomagnéticas se han observado en altas latitudes o en zonas cercanas a los óvalos aurorales. Los países que se encuentran en latitudes medias y bajas tal como son Australia, Sudáfrica y Suramérica se han considerado como lugares de poco riesgo a estas tormentas, pero a partir de unos incidentes que

ocurrieron en el sistema eléctrico sudafricano, se realizaron estudios para tratar de encontrar si las tormentas geomagnéticas también afectaban estas latitudes los cuales indicaron que es posible que se consideren los efectos de las corrientes geomagnéticas dependiendo totalmente de la configuración del sistema [19] [20].

3.3. Potencial de la Superficie Terrestre

El planeta Tierra es una esfera conformada de material susceptible a la conducción eléctrica. La Tierra se ve expuesta a experimentar estos cambios en su propio campo magnético que son más intensos a medida que se encuentren más cerca las partículas atrapadas en el óvalo auroral.

Durante las tormentas geomagnéticas una diferencia de potencial se induce en la superficie terrestre a través de las fluctuaciones del campo geomagnético. El potencial resultante en la superficie de la Tierra, llamado también **ESP** por sus siglas en inglés, posee típicamente valores de fracciones de volt por kilómetro.

Existen diferentes enfoques para el cálculo del potencial de la superficie terrestre con el propósito de determinar el valor de las corrientes geomagnéticas en los sistemas eléctricos. En [36], el autor plantea considerar dos límites para el cálculo del ESP, un límite superior y uno inferior. En ellos combina la apreciación de las electrojets bajo la interpretación de la onda plana, o sea que una parte de la energía, se refleja y otra se refracta hacia las capas del suelo que posee diferentes profundidades y varios valores de conductividad del terreno.

El autor de [8], propone dos maneras de calcular las corrientes geomagnéticas inducidas, ya sea asumiendo un campo eléctrico uniforme o mediante una aproximación al campo eléctrico real. Los campos eléctricos uniformes son usados frecuentemente por su

simplicidad para análisis donde no sean necesarias todas las características de un campo real. Éste método simplemente asume un campo eléctrico uniforme y se resuelve el circuito de corriente directa sumando las resistencias de los elementos involucrados (líneas y transformadores), y el campo eléctrico uniforme (volt/km) entre la longitud del circuito da el valor de la fuente de voltaje directo para la solución del circuito.

A pesar de las aproximaciones que se utilizan en las distintas maneras de modelar el ESP, todos los métodos arrojan valores coherentes a los que se han medido durante las tormentas geomagnéticas. Se ha estimado en la literatura [12], [14], [37], que el potencial de la superficie puede oscilar típicamente entre valores de 1 a 6 volts/km en regiones con baja conductividad de la tierra y en ocasiones alcanzar hasta los 10 volts/km en áreas cercanas a las costas. Los eventos importantes que se presentaron al norte del continente americano en 1989 presentaron niveles de 1.7 V/km [38].

Los sistemas de energía eléctrica quedan expuestos a los efectos del ESP a través de los puntos de conexión a tierra de sus redes. El voltaje inducido en la superficie actúa como una fuente de tensión aplicada entre los neutros a tierra de transformadores que pueden estar situados en los extremos opuestos de una línea de transmisión larga. La diferencia de potencial en la superficie produce una corriente conocida como *Corriente Geomagnética Inducida (GIC)*.

3.4. Corrientes Geomagnéticamente Inducidas (GIC)

Las corrientes geomagnéticas inducidas, son definidas en [12] como “*El flujo de corriente a través de objetos metálicos, tales como tuberías o líneas de transmisión eléctrica, como resultado del voltaje inducido en la superficie terrestre debido a disturbios geomagnéticos*”.

Aunque también son el resultado final de una complicada serie de acontecimientos que comienzan en el Sol y finalizan en nuestra superficie terrestre. Para entender mejor el ciclo de vida de las corrientes geomagnéticas, se resumen los procesos en el siguiente diagrama de flujo:

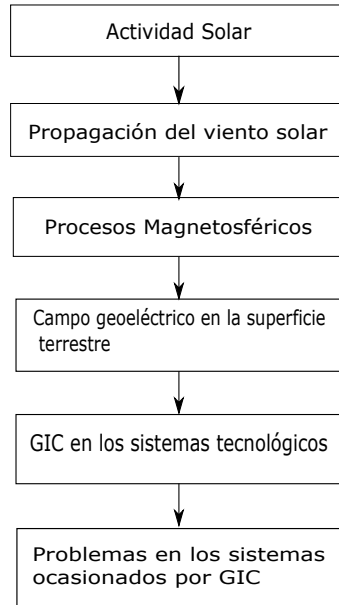


Figura 3.4: Diagrama de flujo de la formación de GIC

El periodo de fluctuaciones del campo geomagnético ante los impactos de las tormentas solares, es típicamente de 6 minutos o más. Por lo tanto, para propósitos de análisis, las GIC se consideran de corriente directa en comparación con las frecuencias fundamentales de los sistemas que suelen ser de 50-60 hz de corriente alterna. Las GIC tienen una frecuencia del rango de 1 a 0.001 hz. [12]

La magnitud de una corriente geomagnética inducida presente en los circuitos de transmisión dependerá de varias causas, entre las más significativas se puede mencionar [6]:

- La magnitud y orientación del disturbio geomagnético
- La localización del sistema eléctrico (mayor afectación si es cercano a los polos magnéticos de la Tierra)

- La resistencia del suelo
- Dirección, altura y longitud de la línea de transmisión.

A mayor altura o longitud de las líneas de transmisión, mayor será la magnitud de la corriente geomagnética inducida. Por esta razón se cree que se han presentado de manera más severa en líneas con voltajes mayores a 500 kV.

Según los reportes de los eventos ocurridos a la par con el impacto de tormentas geomagnéticas, el mayor impacto en el sistema eléctrico se presentó específicamente en los transformadores con neutros aterrizados. [20] [39]

Las corrientes geomagnéticas son conducidas en el sistema eléctrico de potencia, desde o hacia varios puntos de tierra, tal como se muestra en la figura 3.5; ya sea primeramente por las tensiones inducidas en las líneas de transmisión debido de las fluctuaciones de la ionosfera terrestre, o en segundo lugar debido a las fluctuaciones del campo magnético de la superficie de la tierra. [6]

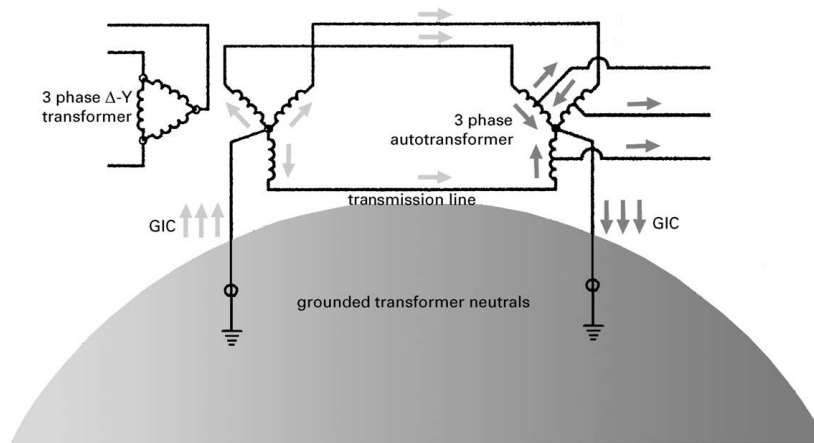


Figura 3.5: Efecto del potencial inducido en la superficie terrestre en la un sistema eléctrico [6]

3.5. Efectos de las GIC en el sistema eléctrico

La experiencia ha probado que las GIC pueden ocasionar efectos perjudiciales en el sistema eléctrico y los aparatos ahí interconectados. A continuación se expone un breve resumen de los efectos generados por las GIC en los elementos del sistema eléctrico.

3.5.1. Efectos en los generadores

Los generadores comúnmente se encuentran protegidos de las corrientes geomagnéticas debido a la configuración Δ –Y que tienen el transformador elevador conectado a la salida del generador.

A pesar que los generadores no se encuentran directamente expuestos a las GIC, hay efectos indirectos debido a un desequilibrio de voltaje anormal y la distorsión armónica, que pueden llegar a afectar de manera importante al generador.

Las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa pueden fluir hacia el generador y ocasionar el excesivo calentamiento en los anillos del rotor y la estimulación de vibraciones mecánicas. Estas corrientes de calentamiento del rotor aumentan linealmente con la GIC del neutro del transformador elevador conectado al generador. Se debe considerar que los relés de secuencia negativa convencionales para los generadores pueden ser diseñados para responder sólo a la frecuencia fundamental y con esto asegurar que se tiene una protección adecuada. [14] [6]

3.5.2. Efectos en las protecciones

El incremento del uso de relevadores digitales que utilizan los valores de corriente pico como señal de accionamiento de la protección, ha originado que sean sensibles a los disturbios geomagnéticos. Durante una tormenta magnética los armónicos incrementan debido

a la saturación de medio ciclo de los transformadores de potencia, lo que ocasiona que los relevadores puedan accionarse para corrientes hasta 50 % menores a los valores efectivos programados y provocar disparos en falso de las protecciones de equipos conectados a la red. [14]

Los daños en los sistemas de protección debido a los efectos de las corrientes geomagnéticas se pueden presentar de maneras diferentes. Una posibilidad es que los relevadores de los compensadores estáticos de VARs y bancos de capacitores pueden confundir las corrientes armónicas producidas por GIC como una falta o sobrecarga de corriente. Este modo de disparo en falso es el mas frecuente. Otra posibilidad es que el sistema de protección funcione mas lento de lo normal o deje de funcionar, debido a la presencia del flujo remanente en el transformador de corriente causado por las GIC. El flujo remanente acorta el tiempo de saturación del TC y esto puede ocasionar que el relevador lleve más tiempo en detectar la falla. [14] [6]

Una manera de reducir los disparos en falso podría ser el incrementar el valor de la corriente de pico que accione la protección debido a las altas armónicas que se presentan bajo condiciones de GIC, sin embargo siempre hay que tener en cuenta que esta solución podría disminuir la protección en condiciones normales.

El riesgo de disparos en falso debido a los efectos de las corrientes geomagnéticas puede en la mayoría de los casos reducirse, por lo que el enfoque de los estudios esta dirigido a evaluar principalmente el riesgo de daño a los grandes elementos del sistema.

3.5.3. Efectos en las comunicaciones

Actualmente todos los sistemas eléctricos utilizan diversos sistemas de comunicación, tal como puede ser la línea telefónica fija, por medio de radio, satélite y fibra óptica.

Todos, exceptuando los sistemas de fibra óptica pueden verse afectados por las corrientes geomagnéticas o los efectos de los disturbios geomagnéticos.

Las emisiones solares causan la ionización de la parte superior de la atmósfera terrestre (la *ionosfera*) y ocasionan las perturbaciones en el campo magnético terrestre como se explicó anteriormente (sec.3.2).

Este viento solar puede afectar negativamente a los satélites de comunicación que se encuentran fuera del campo magnético de la Tierra. Los efectos ionosféricos dan lugar a cambios en las características de propagación de las ondas de radio, mientras que los efectos magnéticos ocasionan perturbaciones en las instalaciones de telefonía fija. [6]

Finalmente los armónicos generados por las corrientes geomagnéticas en el transformador viajan a través de las líneas de transmisión y pueden producir interferencias en las líneas de telefonía fija que se encuentren adyacentes a las líneas eléctricas por el efecto de inducción. [14]

3.5.4. Efectos en los transformadores

Bajo condiciones normales un transformador de potencia se puede considerar un dispositivo altamente eficiente para modificar el voltaje de un nivel a otro. Sin embargo, ante la presencia de las corrientes geomagnéticas, el circuito magnético del transformador es reducido por una corriente cuasi-directa que conlleva a pérdidas en el desempeño.

Para entender más claramente las repercusiones de las GIC en los transformadores es necesario explicar que le sucede al transformador internamente ante la presencia de una corriente directa.

Cuando un transformador es sometido a una corriente directa, la cual fluye a través de sus devanados y espiras, ocasiona que se tenga un flujo de corriente directa unidireccional en el núcleo. La magnitud de este flujo va a depender principalmente del número de espiras que tiene la bobina, multiplicado por la corriente directa que fluye y dividido todo lo anterior entre la reluctancia que tiene la trayectoria de este flujo de corriente directa, tal como se expone en la ecuación (3.1). [7]

$$\phi_{dc} = \frac{Ni_{dc}}{\mathfrak{R}} \quad (3.1)$$

El flujo de corriente directa ocasiona un cambio en la dirección del flujo de corriente alterna, ya que en el primer medio ciclo, se suma al flujo de ac y en el segundo medio ciclo se resta.

La figura 3.6 expone el desplazamiento que tienen las señales de flujo y de corriente de magnetización cuando está en operación normal (línea azul) y cuando tiene alimentación de alterna + directa (línea roja). En la parte superior izquierda puede observarse el comportamiento del flujo magnético, que al agregarse el efecto de la corriente directa, el pico del primer ciclo llega a los límites marcados por la curva de saturación generando con esto la *saturación del transformador en medio ciclo*, mientras que en operación normal el flujo apenas llega a lo que le llaman el “knee point” de la curva, que es el por debajo de sus límites de saturación. [7]

En la misma gráfica de la figura 3.6 pero del lado inferior derecho, se muestra el comportamiento de la forma de onda de la corriente de excitación. Es notorio como los picos de la corriente de excitación se maximizan, en ocasiones hasta 10 veces mas el valor de la corriente de excitación normal, alcanzando también los límites de la curva de saturación.

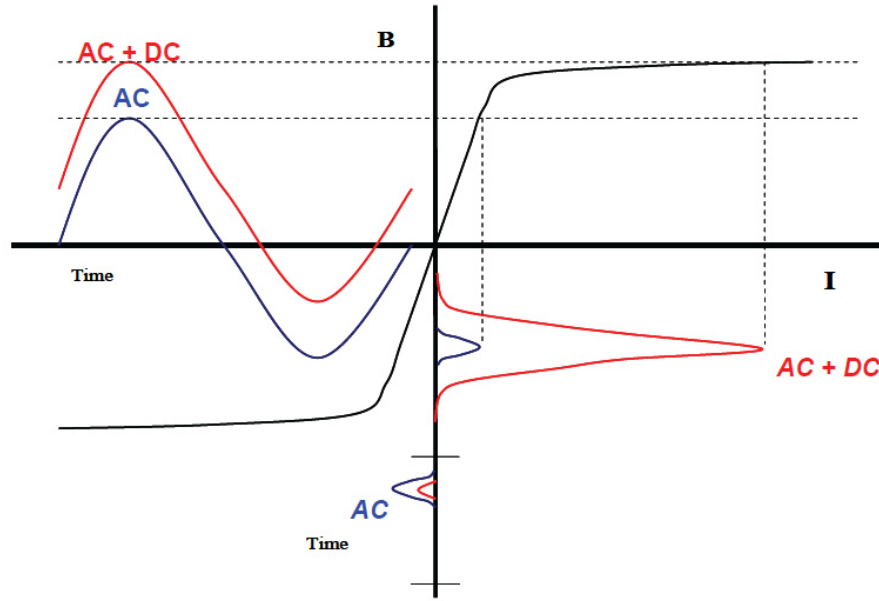


Figura 3.6: Comportamiento del flujo y de la corriente de excitación con excitación puramente alterna y excitación alterna + directa. [7]

El desplazamiento del flujo irá incrementando hasta que la componente de DC de la corriente de excitación sea igual a la magnitud de la GIC entrando por el neutro del transformador.

Al saturarse el núcleo del transformador, el exceso del flujo que no puede circular por el núcleo comenzará a escaparse y esto a su vez incrementa los niveles de los flujos de dispersión. Éstas pérdidas de flujo disperso pueden incidir en material conductor del transformador ocasionando calentamiento debido al incremento de las corrientes parásitas. [14]

La presencia de estos sobrecalentamientos reduce considerablemente el tiempo de vida del equipo además de desgastar los aislamientos llevando en ocasiones al transformador a presentar fallas como las ocurridas en la tormenta de marzo de 1989. La figura 3.7 enseña una fotografía de uno de los transformadores dañados en aquel evento.



Figura 3.7: Transformador dañado por sobrecalentamiento en la tormenta solar de marzo de 1989 [7]

Estudios han demostrado que la susceptibilidad de un núcleo a la pronta saturación originada por una corriente directa dependerá de la trayectoria del flujo. Debido a esto, Fallon [39] lista los tipos de núcleos de acuerdo a su susceptibilidad como sigue:

- Cualquier núcleo monofásico
- Trifásico tipo acorazado de 7 piernas
- Trifásico acorazado convencional
- Trifásico tipo núcleo de 5 piernas
- Trifásico tipo núcleo de tres piernas (el menos susceptible)

El núcleo de tres piernas es el menos susceptible ya que por su tipo de construcción la trayectoria de flujo se filtra hacia el tanque aumentando la reluctancia de la trayectoria, por lo tanto se requeriría de una gran magnitud de corriente directa para lograr el desplazamiento en el flujo de CA. Los transformadores monofásicos son considerados los más vulnerables debido a que en su mayoría se utiliza la configuración de núcleo acorazado.

Las corrientes directas al fluir a través de un transformador, también causan un aumento en el consumo de la potencia reactiva. Otro efecto que se desarrolla a partir de la saturación del núcleo es un aumento en los armónicos pares e impares hasta altas frecuencias. Cuando un transformador opera en un ambiente saturado de armónicos también contribuye al aumento en las pérdidas del cobre, pérdidas de dispersión y por corrientes parásitas además de contribuir al desgaste del material de aislamiento debido al sobrecalentamiento llevando con esto a pérdidas en la capacidad de carga del transformador. El standard ANSI/IEEE C.57.12.00.1987 indica que el THD de la corriente del transformador no debe exceder el 5 %. [40]

Por lo tanto, si las GIC se modelan como corrientes directas, los esfuerzos a los que se expone el transformador por causa de estas corrientes se pueden listar en los siguientes cuatro efectos importantes a observarse:

- Saturación del núcleo en medio ciclo;
- Calentamiento del transformador
- Aumento en el consumo de potencia reactiva del transformador;
- Alta presencia de armónicos;

Estos efectos brevemente descritos en este apartado forman parte del fundamento del presente trabajo y serán explicados a detalle mediante el desarrollo de los casos de estudio y la explicación de los resultados obtenidos.

3.6. Modelando las GIC

Las corrientes geomagnéticas inducidas tienen diversas maneras de modelarse de acuerdo al estudio que se esté desarrollando.

Es habitual que el cálculo teórico de las GIC en una red se realice en dos pasos: [41]

1. Determinar el campo geoelectrico horizontal de la superficie terrestre. (paso geofísico)
2. Calcular el valor de GIC ocasionado por la influencia del campo geoelectrico en la red. (paso de ingeniería)

Indiscutiblemente el paso de ingeniería es mas sencillo que el paso geofísico, esto es debido a que para determinar el campo eléctrico de la superficie se necesita modelar el las corrientes de la ionosfera ademas de contar con la información exacta de la estructura conductiva de la superficie y no siempre se cuenta con dichos datos. Además las ecuaciones que solucionan los campos de la superficie serían complicadas integrales que son de aplicación muy laboriosa, esto sin mencionar el largo tiempo que su solución computacional tomaría. Para la solución del paso de ingeniería se requiere solamente la descripción exacta de la configuración eléctrica de la red y las resistencias de sus elementos, debido al trazo de corriente directa que se asumen las GIC. Estos datos siempre son posibles de obtener.

Debido a esto, por conveniencia se pueden tomar varias opciones para evitar el paso 1 de cálculo de las GIC, es decir, entre las opciones que existen se puede utilizar un promedio de los datos estadísticos medidos de eventos reales, los cuales van desde 1 hasta 10 volt/km, dependiendo de la resistividad del punto geográfico donde se vaya a ubicar el análisis.

Estos valores inducidos en la superficie terrestre se modelan como una fuente de voltaje directo. El valor de la fuente será determinado después de resolver el circuito eléctrico considerando la resistencia de las líneas de transmisión y los demás elementos que se encuentren en la trayectoria de las GIC por la red. [8]

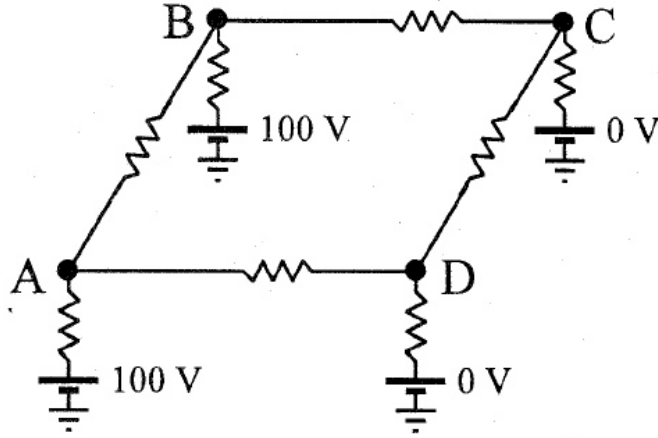


Figura 3.8: Modelado de GIC de acuerdo a un campo eléctrico uniforme [8]

Como ejemplo, considere el circuito de la figura 3.8. Ahí se muestra una red de líneas de transmisión que interconectan cuatro subestaciones, las líneas AB y CD van en sentido norte-sur, y las líneas AD y BC van en sentido este-oeste. Cada línea de transmisión mide 100 km de longitud y tiene una resistencia de 5Ω . La resistencia a tierra a través de los transformadores de cada subestación se toma como de 0.5Ω . Ahora, se va a modelar un campo eléctrico con dirección hacia el este de 1 volt/km.

El voltaje entre subestaciones se puede obtener estableciendo los puntos de tierra a un potencial adecuado. Cuando el campo eléctrico integrado tiene la misma orientación que la trayectoria de las líneas se establece un valor de potencial, pero cuando la trayectoria de las líneas se encuentra perpendicular éste, entonces el campo eléctrico es igual a cero.

Dado que lo importante es la diferencia de potencial entre los puntos, un voltaje arbitrario respecto a un punto de referencia y los otros potenciales calculados en relación a este punto. Por conveniencia se coloca la tierra de la subestación D en cero y A en 100 V para dar el voltaje requerido entre A y D, por lo tanto B debe estar en 100 V para no haber cambio de potencial entre A y B por ser perpendiculares al campo, finalmente C

se ajusta a 0 V para dar 100 V entre B y C. [8]

Con todos los puntos definidos se procede a resolver el circuito de corriente directa por lazos, para conocer el valor de la GIC que fluye en cada punto del sistema. La ecuación (3.2a) muestra un ejemplo de calculo para el punto de A a D; los resultados del ejemplo se resumen en la tabla 3.1.

$$GIC_{A \rightarrow D} = \frac{V_A - V_D}{R_{TA} + R_{TD} + RL_{AD}} \quad (3.2a)$$

$$GIC_{A \rightarrow D} = \frac{100 \text{ V} - 0 \text{ V}}{0.5 \, \Omega + 5 \, \Omega + 0.5 \, \Omega} \quad (3.2b)$$

$$GIC_{A \rightarrow D} = \frac{100 \text{ V}}{6 \, \Omega} = 16.7 \text{ A} \quad (3.2c)$$

Tabla 3.1: Modelando GIC producida por un campo eléctrico uniforme [8]

Posición	GIC	Posición	GIC
A a tierra	-16.7	A a B	0
B a tierra	-16.7	A a D	16.7
C a tierra	16.7	B a C	16.7
D a tierra	16.7	C a D	0

Esta forma de modelado de GIC, es una de las que se implementarán en los casos de estudio, debido a que facilita la solución matemática, minimiza el computo para el cálculo y se encontró en la literatura [41] [8] que la diferencia entre los resultados obtenidos con este modelo y el modelo que utiliza campos eléctricos reales, son aceptables.

Otra alternativa de modelado de las corrientes geomagnéticas es la combinación de la fuente de voltaje directo, como la explicada anteriormente, conectada a una inductancia no lineal la cual representaría la rama de magnetización del transformador. Esta composición es una opción utilizada en situaciones cuando no se cuenta con un modelo de transfor-

mador que incluya los datos de la curva de saturación del equipo [15]. Es recomendable, para obtener mejores resultados, utilizar un modelo de transformador que incluya las características y conexiones del equipo de una manera topológicamente correcta, situación que se explicará mas a detalle en el próximo capítulo.

Capítulo 4

GIC EN EL TRANSFORMADOR

4.1. Introducción

El transformador es el equipo del sistema eléctrico que se reporta como más afectado cuando se presentan los disturbios geomagnéticos, provocando fallos en los sistemas de potencia. Además a través de su neutro se tiene un punto de vulnerabilidad, debido a que es una entrada para el ingreso de las GIC al sistema. En general las corrientes geomagnéticas al ingresar al transformador propician muchos efectos no deseados, tal como se explicó en el capítulo anterior, estos efectos podrían ser la pronta saturación del núcleo magnético, alta distorsión armónica, así como el aumento en el consumo de potencia reactiva. Además se les atribuye a las GIC el incremento en la temperatura del transformador lo que disminuye la vida útil del equipo.

El presente capítulo expone la descripción del modelo implementado para los análisis de las corrientes geomagnéticas inducidas a través de un transformador, objetivo principal de este trabajo de investigación.

4.2. Modelado de transformador para estudios de GIC

El transformador es un componente esencial de los sistemas de energía, pero en los estudios de las corrientes geomagnéticas a través de ellos se ha utilizado con mayor frecuencia el análisis de elemento finito para observar a detalle el comportamiento del flujo magnético y el aumento de la temperatura desde el punto de vista de mejorar el diseño y los materiales del transformador.

Dado a que este trabajo de investigación busca observar los efectos de las GIC en los transformadores pero bajo el enfoque de analizar la influencia que tienen estos efectos en las variables eléctricas del equipo y los alcances hacia el resto de la red, se ha tenido que seleccionar un modelo de transformador adecuado para los objetivos planteados. Por lo anterior y debido a que las corrientes geomagnéticas inducidas son un fenómeno transitorio de baja frecuencia, se eligió utilizar el software ATP/EMTP para analizar estos efectos electromagnéticos en el transformador.

El enfoque que se presenta en esta sección es explicar los modelos utilizados; primeramente se describe un modelo circuital clásico, seguido de un modelo más completo que tiene las conexiones del núcleo topológicamente correctas. Ambos modelos permiten observar las características eléctricas de los núcleos para el análisis de los efectos de las GIC en los transformadores.

4.2.1. Modelo saturable del transformador

El primer modelo implementado para entender como interactúa un transformador ante el embate de las corrientes geomagnéticas inducidas, es el modelo circuital de un transformador. El circuito de la figura 4.1 representa un transformador trifásico elevador de 240 MVA, 230/500 kV con conexión Δ -Y.

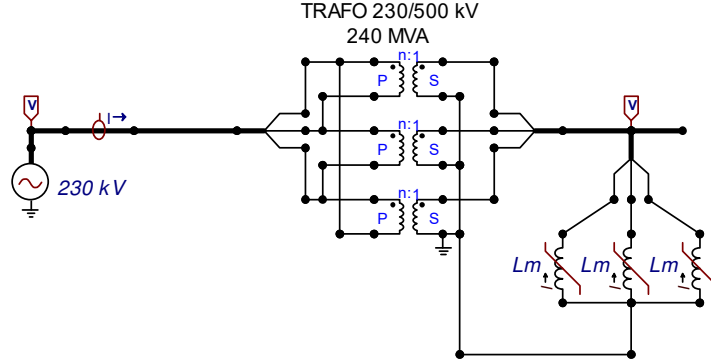


Figura 4.1: Modelo de transformador trifásico que utiliza el circuito equivalente con rama saturable

La primer característica que se busca observar con este modelo es el efecto de saturación, por lo tanto se tiene que extraer la señal de las corrientes de magnetización para ver los efectos en el núcleo. Se evaluó este modelo en vacío para examinar el comportamiento de la corriente de excitación. La figura 4.2 muestra las señales de corriente del modelo propuesto de transformador, en estado estable con excitación sinusoidal.

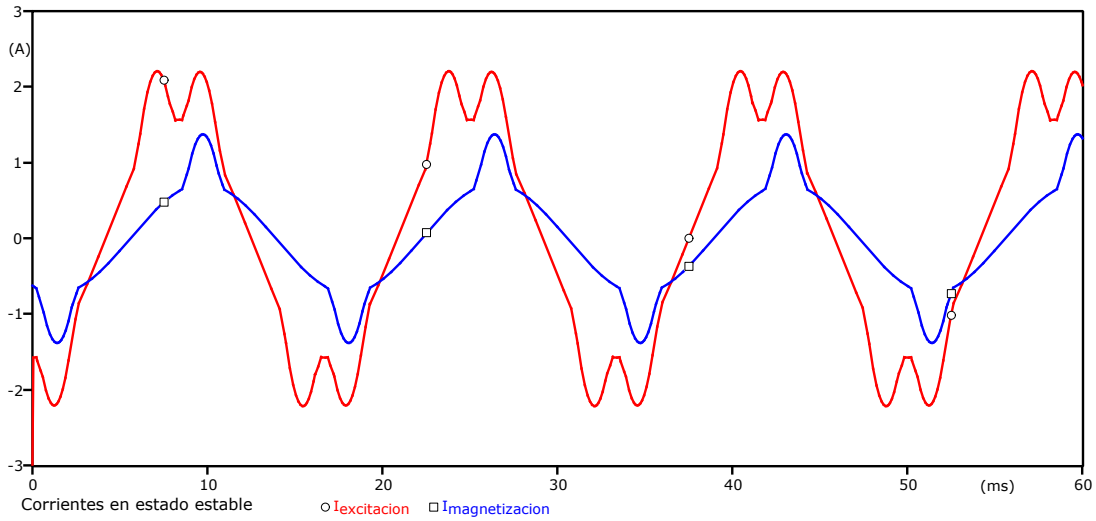


Figura 4.2: Corrientes de excitación y magnetización en operación normal

Para entender entonces el funcionamiento del transformador bajo los efectos de las corrientes geomagnéticas se plantea el modelo mostrado en la figura 4.3, donde se le anexa el modelo de las GIC.

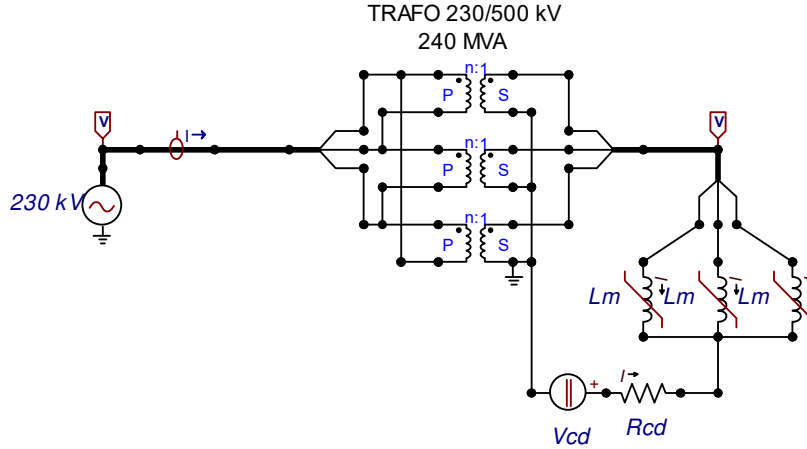


Figura 4.3: Modelo de transformador trifásico propuesto para análisis de GIC

El modelo consta de tres elementos importantes:

- Resistencia del transformador para obtención de GIC
- Inductancias de magnetización
- Transformador ideal

Este modelo de transformador es elaborado a partir del circuito equivalente, el cual se va a acoplar con la fuente de voltaje directo y la resistencia para un análisis de circuito directo, como el explicado en la sección 3.6. La fuente y las inductancias se conectan en el neutro de la estrella, utilizando una inductancia por fase en donde se coloca una curva de saturación, con el objetivo de representar al núcleo mediante la rama de magnetización del transformador. Esta rama se conecta externamente, para observar los efectos de la saturación debido a la corriente geomagnética.

Los resultados obtenidos de las simulaciones de este modelo se analizarán en el siguiente capítulo de este trabajo de investigación.

4.2.2. Modelo híbrido del transformador XFMR

Después de construir un modelo “básico” de transformador trifásico con una conexión externa de la rama de magnetización, es necesario evaluar el fenómeno de las GIC en un modelo de transformador mas adecuado y cercano a lo real. El ATP tiene un modelo que cumple esas características, el modelo de *transformador híbrido (XFMR)*.

El principio de este diseño es derivar un modelo topológicamente correcto con el núcleo conectado a un devanado artificial sobre la superficie del núcleo. Se establecen ramas de magnetización individuales para cada sección y pierna del núcleo, siendo dependientes de su longitud y área relativa (normalmente un valor dentro de un rango delimitado). Una característica clave de este modelo es que la curva de magnetización se supone que sigue la ecuación Frolich la cual se ajusta con datos de prueba (usando el método de gradiente de optimización). Esto mejora el comportamiento de saturación extrema, ya que se evita la extrapolación lineal por encima de la curva de saturación obtenida a través de los datos de prueba. [42]

El modelo del transformador consiste de cuatro partes que se enlistan a continuación y que se pueden observar en la figura 4.4 [9]:

- **Inductancias:** Reactancia de dispersión.
- **Resistencias:** Resistencia del devanado.
- **Capacitancias:** Capacitancias en derivación.
- **Núcleo.** Ramas de magnetización individuales para piernas y tapas del núcleo.

Este modelo soporta transformadores trifásicos, con dos o tres devanados conectados en Y, Δ o Auto. Además se puede seleccionar la opción de utilizar tres núcleos monofásicos (triplex), o núcleos de 3 o 5 piernas y de tipo acorazado.

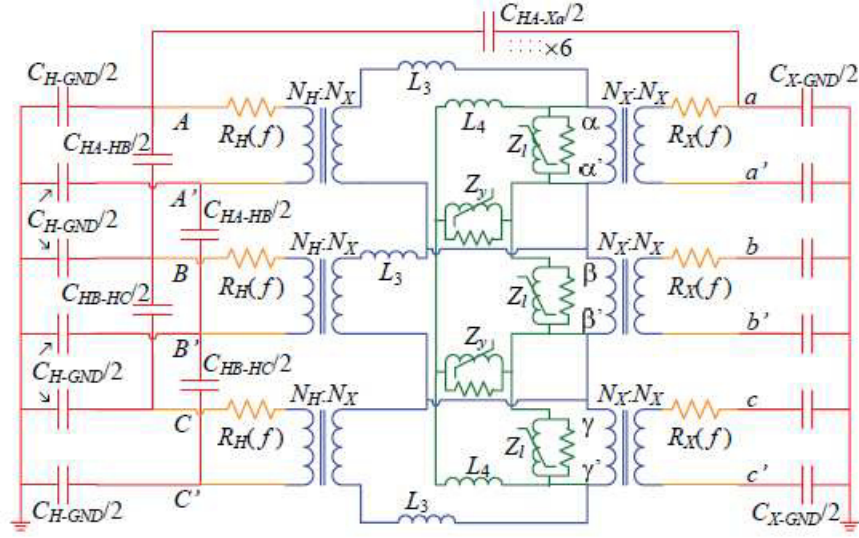


Figura 4.4: Modelo eléctrico del transformador híbrido, trifásico, dos devanados, núcleo de tres piernas. [9]

El modelo híbrido XFMR permite representar el transformador con base en tres fuentes de datos diferentes:

1. Datos de diseño;
2. Informes de prueba;
3. Valores típicos.

Los datos de diseño requieren los parámetros de geometría y materiales utilizados en los devanados y el núcleo. Estos datos rara vez están disponibles para utilizarse así que esta opción es la menos usada. Con la opción de usar los datos de informe de pruebas, se utilizan los datos de pruebas de corto circuito y circuito abierto standard, con las mediciones de capacitancia como una opción adicional. La opción de valores típicos utiliza valores tabulados, tomados de libros de texto, correspondientes a las impedancias de dispersión, pérdidas de cobre y núcleo, y corriente de magnetización para estimar los parámetros del modelo del transformador. Esta opción es muy conveniente cuando los

datos del transformador no están disponibles en un estudio inicial. Para mayor detalle de como realiza la selección y el cálculo de parámetros para las opciones descritas anteriormente, puede consultar [9] [43].

Para comparar el funcionamiento de este modelo con el modelo armado a partir del circuito equivalente que se planteó en la sección anterior, se utilizó el mismo ejemplo de transformador trifásico elevador de 240 MVA con conexión Δ -Y. Al modelo híbrido se le seleccionó la opción de utilizar valores típicos. El ejemplo se muestra en la figura 4.5.

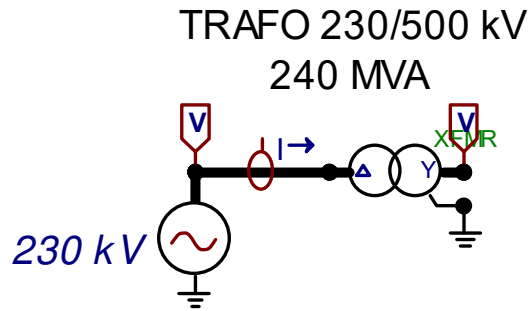


Figura 4.5: Ejemplo de Transformador de 240 MVA 230/500 kV usando el modelo híbrido

Se extrajo la señal de las corrientes de excitación y de magnetización. La figura 4.6 expone las corrientes de la fase A. Comparando las señales de este modelo con las del modelo 1 (figura 4.2), se observa que la forma de onda es similar. Las señales obtenidas con el modelo híbrido tienen mas similitud entre ellas debido a que la corriente de magnetización es una componente de la corriente de excitación. Se puede observar un comportamiento con resultados mas cercanos a los de un transformador real, debido a que el modelo híbrido hace una mejor aproximación de la curva de magnetización, lo que lo hace excelente modelo para estudios de casos donde se presenta saturación extrema del núcleo.

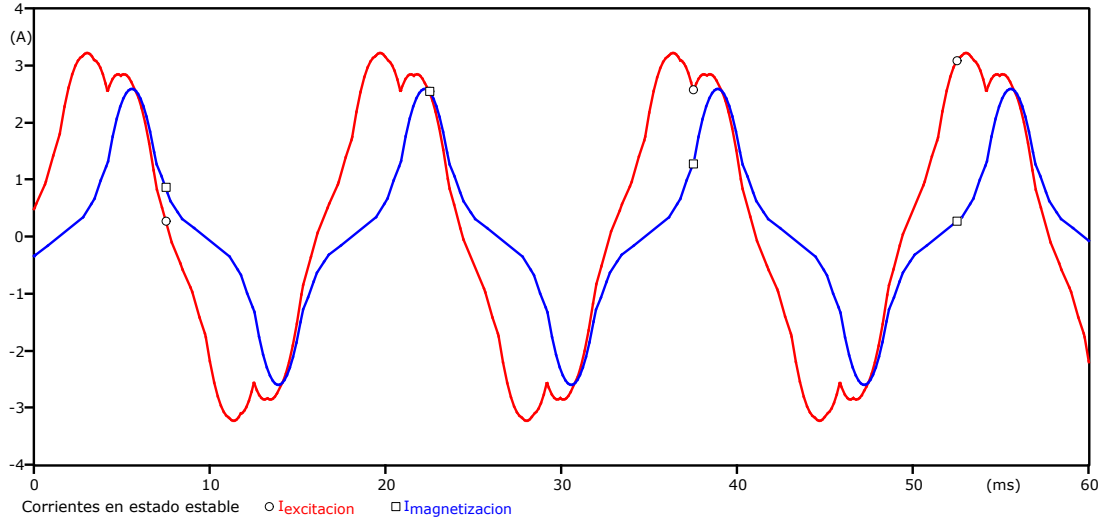


Figura 4.6: Corrientes de excitación y magnetización del modelo híbrido en operación normal

Dado a que el modelo híbrido es un diseño muy completo para el análisis de las corrientes geomagnéticas, se le anexa solamente una fuente de voltaje directo como representación de las corrientes geomagnéticas. Se utilizará un modelo de transformador trifásico de conexión Δ -Y. En el punto de conexión a tierra del modelo, neutro de la estrella, se conecta la fuente de voltaje directo. El modelo descrito que se utilizará para un caso de estudio en el próximo capítulo, se puede observar en la figura 4.7.

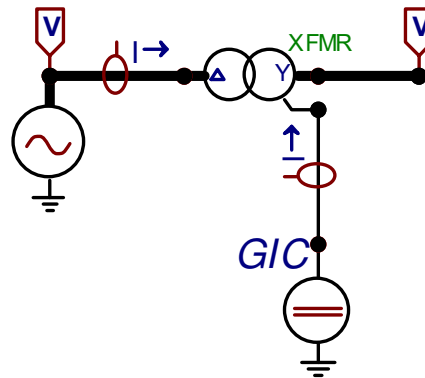


Figura 4.7: Modelo de transformador híbrido propuesto para análisis de GIC

4.3. Estudio de variables eléctricas

En general, la corriente GIC, considerada como corriente directa, provoca una serie de efectos no deseados en los transformadores de potencia. Como ya se ha mencionado previamente en este trabajo entre los efectos que se presentan pueden ser la saturación en el núcleo magnético, la distorsión de armónicos en señales eléctricas y un consumo de potencia reactiva mayor como resultado de la distorsión armónica (llamado pérdidas de potencia reactiva).

Además, la corriente geomagnética inducida puede elevar la temperatura del transformador, sometiendo el dispositivo a esfuerzos térmicos que desgasten su aislamiento. El cálculo de estos efectos se describe en las siguientes subsecciones.

4.3.1. Saturación en medio ciclo

La diferencia de potencial casi directo que se presenta en la superficie terrestre debido a los disturbios geomagnéticos aparece a través de las conexiones estrella aterrizada de los transformadores en los sistemas eléctricos.

Debido a que el flujo del transformador es la integral del voltaje aplicado, el flujo tiene una componente sinusoidal proporcional a la tensión alterna y retrasada 90° . Además posee un desplazamiento que incrementa constantemente. A medida que este desplazamiento aumenta, los picos de la onda del flujo exceden los niveles de saturación del núcleo del transformador resultando en pulsos unidireccionales de la corriente de excitación. Estos pulsos poseen una componente de corriente continua, así como la componente fundamental y sus respectivas componentes armónicas; la caída resultante de este flujo de corriente continua a través de la resistencia del sistema, reduce el voltaje de corriente directa aplicado a la inductancia de magnetización del transformador. El desplazamiento del flujo

continúa aumentando a un ritmo cada vez menor hasta que la caída de tensión es igual a la diferencia de voltaje directo en la superficie terrestre y ya no hay voltaje continuo fluyendo a través del transformador. Cuando se alcanza este equilibrio de tensión continua, el desplazamiento del flujo deja de aumentar y la saturación del núcleo en medio ciclo se mantiene mientras la fuente de corriente continua (o sea la GIC) se mantenga presente. [37]

La diferencia de potencial en la superficie terrestre dividida por la resistencia total, es idéntica al valor de la corriente geomagnética que fluye en el sistema. Por lo tanto, el desplazamiento del flujo que aparece en el transformador durante un disturbio geomagnético es el mismo desplazamiento que se observa como componente de dc en la corriente de excitación y que es igual al valor de la GIC que fluye hacia la red a través de las terminales del transformador.

Se ha demostrado mediante investigaciones y en los ejemplos mostrados en las secciones 4.2.1 y 4.2.2, que un transformador excitado con una tensión sinusoidal produce una corriente de excitación simétrica y que contiene solamente armónicos impares (ver figuras 4.2 - 4.6). En el caso cuando la excitación tenga componente de corriente directa, se espera que la característica de magnetización pierda su simetría y consecuentemente las ondas de flujo y corriente magnetizante pierden también la simetría de onda, en estas condiciones la corriente de excitación deberá contener componentes armónicos pares e impares, este comportamiento será analizado en el desarrollo de los casos de estudio.

4.3.2. Cálculo de la distorsión total armónica

Los transformadores son comúnmente conocidos por ser fuentes de armónicos desde el momento en que los materiales magnéticos del núcleo operan en la región no lineal del material, y son frecuentemente programados a operar dentro de estas regiones debido a propósitos económicos. Ésto resulta en una corriente de magnetización de forma no sinu-

soidal debido al alto contenido armónico, incluso si el voltaje de excitación es puramente sinusoidal. [40]

Debido a que el funcionamiento de un transformador saturado genera alto contenido armónico y a su vez éste desencadena otros efectos no deseados, es necesario conocer el total de armónicos que se tiene en las señales eléctricas del transformador para regularlo en los límites permitidos y evitar con esto daños al equipo o su mal funcionamiento.

Los armónicos son frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo. Un ejemplo, para el caso del sistemas con frecuencia fundamental de 60 Hz pueden aparecer armónicos pares (120, 240, 360 Hz) e impares (180, 300, 500 Hz, etc). Al hablar de distorsión armónica, normalmente se hace referencia a la llamada *distorsión armónica total (THD)*, que es precisamente, la cantidad de armónicos que el equipo introduce y que no estaban en la señal original.

Para conocer el índice de distorsión total THD, es necesario primero descomponer la señal a analizar en sus componentes armónicas a través de la transformación de Fourier. El THD es aplicable tanto a una señal de tensión como de corriente, y se define como la relación entre el valor eficaz (rms) del total de las componentes y el valor eficaz de la fundamental. Este valor generalmente es expresado en porcentaje y la ecuación para el calculo de THD de la corriente se expresa en (4.1). [40]

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100 \% \quad (4.1)$$

Donde:

h = número de armónico.

I_1 = valor rms de la onda fundamental de corriente.

I_h = valor rms del armónico h .

Semejante a lo anterior, la ecuación correspondiente para el cálculo del THD de una señal de voltaje se muestra en (4.2).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \times 100 \% \quad (4.2)$$

Es importante mencionar que para los sistemas de potencia se han estandarizado los límites permitidos de funcionamiento con armónicos. La IEEE en su standard 519 “Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicas en sistemas eléctricos de potencia” define entre sus puntos los valores máximos de distorsión permisible los cuales se resumen en la tabla 4.1. [44]

Tabla 4.1: Límites de THD de voltaje permitidos

Nivel de tensión(V_n)	THD V_n
hasta 69 kV	5 %
de 69 a 161 kV	2.5 %
arriba de 161 kV	1.5 %

La norma ANSI/IEEE C57.12.00-1987 “Requisitos generales para transformadores de potencia, distribución y regulación” plantea que el límite de distorsión de corriente permitido no deberá sobrepasar el 5 %. [45]

4.3.3. Cálculo de potencia reactiva del transformador

Cuando un transformador entra en la saturación de medio ciclo, la reactancia efectiva de magnetización se reduce desde el punto de vista de flujos de potencia activa y reactiva;

el transformador comienza a absorber eficazmente mas potencia reactiva que cuando no se encuentra saturado. [22]

La cantidad de potencia reactiva absorbida por el transformador es directamente proporcional a los enlaces de flujo producido por la GIC en los devanados, así como también va depender de la configuración de su núcleo (monofásico, trifásico, de tres o cinco piernas etc). [2]

Existen en la literatura diversos métodos que enlazan las GIC con el aumento de la potencia reactiva en el transformador, los cuales presentan diversas aproximaciones asumiendo configuraciones del equipo para facilidad del cálculo [22] [46], pero siempre existe la posibilidad de observar el consumo de la potencia reactiva del transformador a través de la diferencia de valores entre el lado de alimentación y el lado de carga, siempre y cuando se tenga una carga de impedancia constante.

La potencia reactiva Q es la amplitud de la parte oscilatoria de la potencia instantánea p_q y se define en (4.3). Si la carga conectada es inductiva entonces $Q > 0$; si la carga es capacitiva entonces $Q < 0$.

$$Q = VI \sin \theta \quad (4.3)$$

La IEEE incluye en su standard 1459 “*Definiciones para la medición de cantidades de potencia electrica bajo condiciones sinusoidales, no sinusoidales, balanceadas o desbalanceadas*” [47], la definición de potencia reactiva en condiciones no sinusoidales (o sea en presencia de armónicos) como se muestra en las ecuaciones incluidas a continuación:

$$Q = Q_1 + Q_{BH} \quad (4.4)$$

donde

$$Q_1 = V_1 I_1 \sin(\theta_1 - \phi_1) \quad (4.5a)$$

$$Q_{BH} = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h - \phi_h) \quad (4.5b)$$

La ecuación (4.5a) representa la potencia de la componente fundamental y (4.5b) representa la potencia formada por las componentes armónicas presentes. Para calcular la potencia reactiva trifásica se suman las potencias reactivas por fase, tal como se muestra en (4.6a), o si el sistema está balanceado se puede utilizar (4.6b).

$$Q_T = Q_A + Q_B + Q_C \quad (4.6a)$$

$$Q_T = 3 \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h - \phi_h) \quad (4.6b)$$

Las definiciones presentadas anteriormente son las que se utilizarán para el análisis de la potencia reactiva en los casos de estudio que se incluyen en el próximo capítulo.

4.3.4. Esfuerzos térmicos del transformador

La saturación del núcleo en medio ciclo, somete al transformador a grandes esfuerzos térmicos en sus partes mecánicas, principalmente sus devanados, debido al aumento de las corrientes armónicas que empiezan a circular a través de ellos, provocando finalmente el aumento en la temperatura del tanque [7]. Por estas razones, los transformadores de potencia pueden reducir su tiempo de vida, ya que han sido diseñados para operar en la región lineal de la curva de magnetización, o sea sin alcanzar la completa saturación del núcleo.

Dado a que los transformadores son equipos particularmente vulnerables al sobrecalentamiento debido a los armónicos, se utiliza como opción para disminuir estos efectos el sobredimensionar el transformador para que funcione solo a una porción de su capacidad,

o reducirle la capacidad de carga para evitar que se dañe por un aumento de la temperatura. [40]

Para evaluar qué tan apto es un transformador para trabajar en un ambiente armónico existe el *factor K*, el cuál es un término usado para describir el calentamiento adicional que se presenta en un transformador en presencia de armónicos. Se define como: [48] [40]

$$K = \sum_{h=1} \left(h \cdot \frac{I_h}{I_1} \right)^2 \quad (4.7)$$

donde I_1 es la corriente fundamental, h es el número de armónico e I_h es la corriente al armónico correspondiente.

Si el factor K es superior a 4, esto indica que es necesario disminuir la capacidad del transformador en orden a evitar daños por calentamiento. El factor de disminución estandarizado se muestra en (4.8), donde K representa el valor del factor K calculado con (4.7). [40]

$$D = \frac{1.15}{1 + 0.15 \cdot K} \quad (4.8)$$

Por lo tanto, si un transformador dígame funciona en un ambiente muy armónico y al evaluarse su factor K éste llega a tener un valor de 5, entonces de acuerdo a la ecuación (4.8), la capacidad de carga del equipo se verá reducida al 65 %, ya que si el transformador trabajara con carga por encima de ese límite, estaría sometiendo a esfuerzos térmicos sus devanados, lo que pone en riesgo la vida del equipo.

Lo descrito en este capítulo, conforma los modelos que serán utilizados en los casos de estudio; así como una reseña breve de los factores que se evaluarán para observar el comportamiento de las variables eléctricas de un transformador de potencia, con el

propósito de analizar si este comportamiento logra tener alcances sobre las variables del sistema eléctrico.

Capítulo 5

CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Introducción

El objetivo principal del capítulo es exponer los casos de estudio llevados a cabo mediante simulaciones realizadas en el software ATP/EMTP, para la investigación del fenómeno de las corrientes geomagnéticas inducidas en un transformador de potencia.

También se podrán encontrar incluidos en este capítulo un análisis de los resultados obtenidos para cada caso de estudio y una comparación entre ellos.

5.2. Casos de estudio

El programa utilizado para realizar las simulaciones es el ATPDraw 5.9. Para cada uno de los casos de estudio se tomaron las señales de voltaje y corriente de los lados primario y secundario respectivamente, además se analizó la corriente de magnetización del núcleo. Lo anterior con la intención de observar los cambios en las características eléctricas, por medio de análisis de los aspectos mencionados en la sección 4.3. Según lo descrito en el

capítulo 3 de este trabajo, respecto a las corrientes geomagnéticas y cómo estas podrían afectar a los transformadores de potencia, se espera observar a través de este análisis:

- Los efectos de la saturación del núcleo en medio ciclo como son:
 - Altos niveles de distorsión armónica (THD),
 - Aumento en el consumo de potencia reactiva del transformador Q y
 - Cambios en la forma de onda de las señales respecto al tiempo,
 - Esfuerzos térmicos del transformador.

Además de esperar observar lo listado previamente, cada caso de estudio se evaluó respecto a diferentes niveles de carga, con el objeto de estudiar si la variación de este elemento también puede influir en el funcionamiento del transformador ante las GIC.

5.3. Caso 1. Transformador de circuito equivalente

El primer caso de estudio a evaluar es el que se muestra en la figura 5.1.

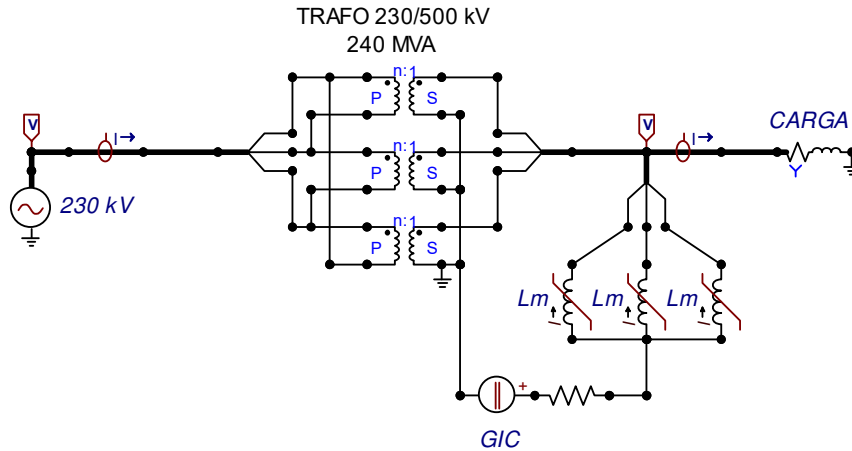


Figura 5.1: Caso 1. Modelo de transformador elevador de circuito equivalente de 240 MVA

Este modelo representa un banco de transformación trifásico de 240 MVA de capacidad, el cual eleva el voltaje de 230 a 500 kV, con conexión Δ en su lado primario y

conexión estrella Y en su lado secundario. Se le anexa una carga de 240 MVA con un factor de potencia de 0.8 p.u.

Las pruebas realizadas a este modelo fue aplicando un rango de magnitudes de GIC de 10 hasta 200 amperes en la conexión del neutro del transformador. Los resultados obtenidos se expondrán a continuación.

5.3.1. Saturación del núcleo

Cuando a un transformador se le agrega excitación de voltaje directo, el punto de saturación del transformador cambia, la señal de corriente se distorsiona y por lo tanto el equipo alcanza su equilibrio de saturación después de cierto tiempo de simulación.

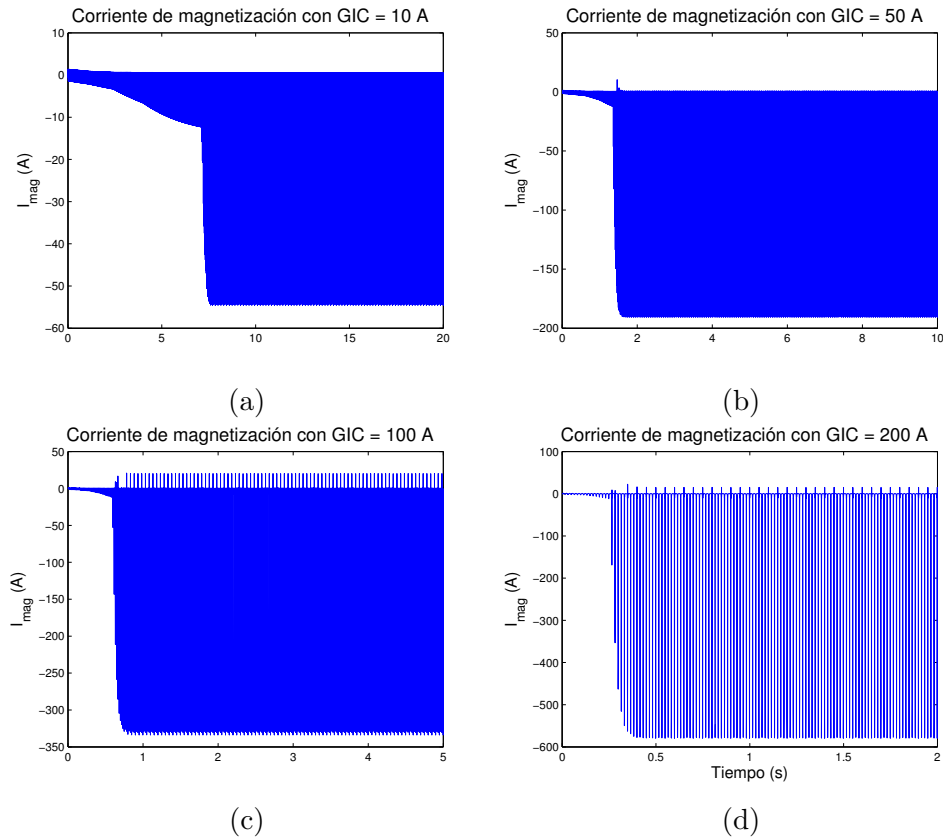
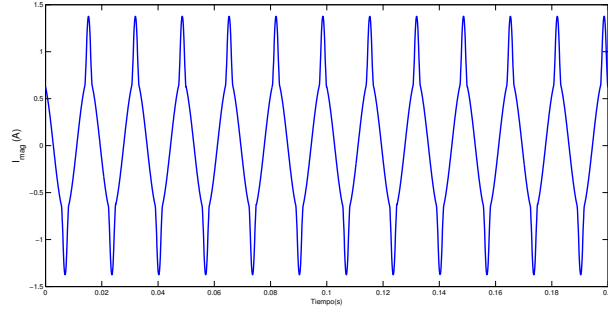
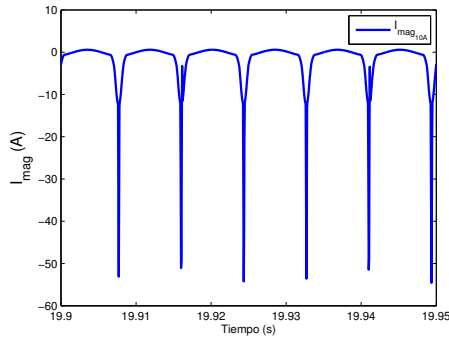


Figura 5.2: Corrientes de magnetización del transformador de 240 MVA ante varios niveles de GIC

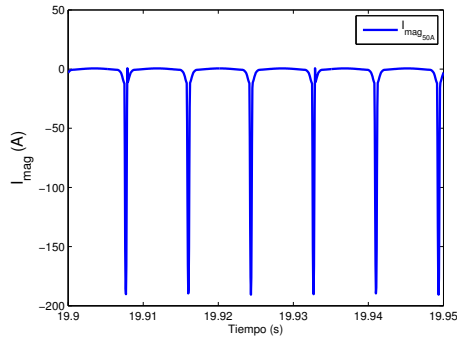
La figura 5.2 muestra el comportamiento de las señales de corriente de magnetización, cuando hay varios niveles de GIC. Se puede observar que la forma de onda de la corriente presenta distorsiones en forma de picos, que van aumentando en magnitud conforme avanza en el tiempo hasta que se estabiliza, lo que quiere decir que ha alcanzado su equilibrio de saturación.



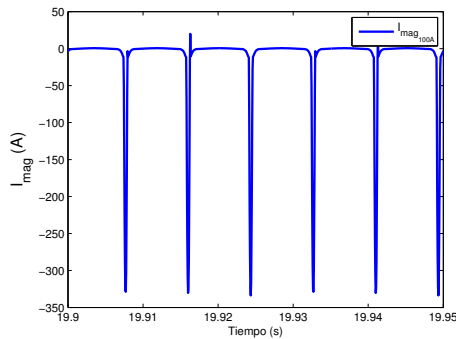
(a) Sin GIC



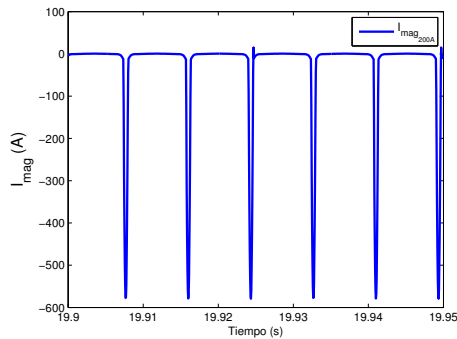
(b) GIC de 10 A en neutro



(c) GIC de 50 A en neutro



(d) GIC de 100 A en neutro



(e) GIC de 200 A en neutro

Figura 5.3: Acercamiento a las corrientes de magnetización cuando han alcanzado el equilibrio de saturación

Cuando uno se refiere al equilibrio de saturación, quiere decir, que la componente de corriente directa de la corriente de magnetización es equivalente al valor de la GIC que fluye por el núcleo. La imagen 5.3 expone un acercamiento a las señales de corriente de magnetización cuando han alcanzado el equilibrio de saturación, desde cuando el transformador trabaja de manera normal (sin presencia de GIC) hasta cuando se tiene una GIC de 200 amperes fluyendo en el neutro.

En este modelo de transformador se encontró un comportamiento inversamente proporcional entre la GIC y el tiempo en que se satura el núcleo. Esto quiere decir que a medida que la GIC fluyendo en el transformador es mayor, menor es el tiempo en que el núcleo alcanza su equilibrio de saturación.

En la figura 5.2a se observa que con 10 amperes de GIC al núcleo le toma aproximadamente 8 segundos en alcanzar la saturación, mientras que al tener 200 amperes de GIC, esta saturación se obtiene en menos de 0.5 segundos, tal como se observa en la figura 5.2d. Además los picos máximos de la corriente llegan a tener magnitudes 10 veces mayores con 200 amperes GIC que con una magnitud de 10 amperes de GIC.

Una vez identificado el comportamiento de la corriente de magnetización, se analizó la forma de onda de las señales primarias. En las señales que se exponen en la figura 5.4 se demuestra que la distorsión originada por la saturación del núcleo llega a afectar directamente a la forma de onda de la señal de corriente del lado primario. Es notorio el cambio que tiene la señal de la corriente con tan solo 50 amperes de GIC (figura 5.4b), donde se observa un pico de distorsión de casi 150 amperes, indicando una posible alta presencia de armónicos. Este comportamiento es lineal con el valor de GIC, ya que los picos de distorsión aumentan conforme la corriente geomagnética aumenta.

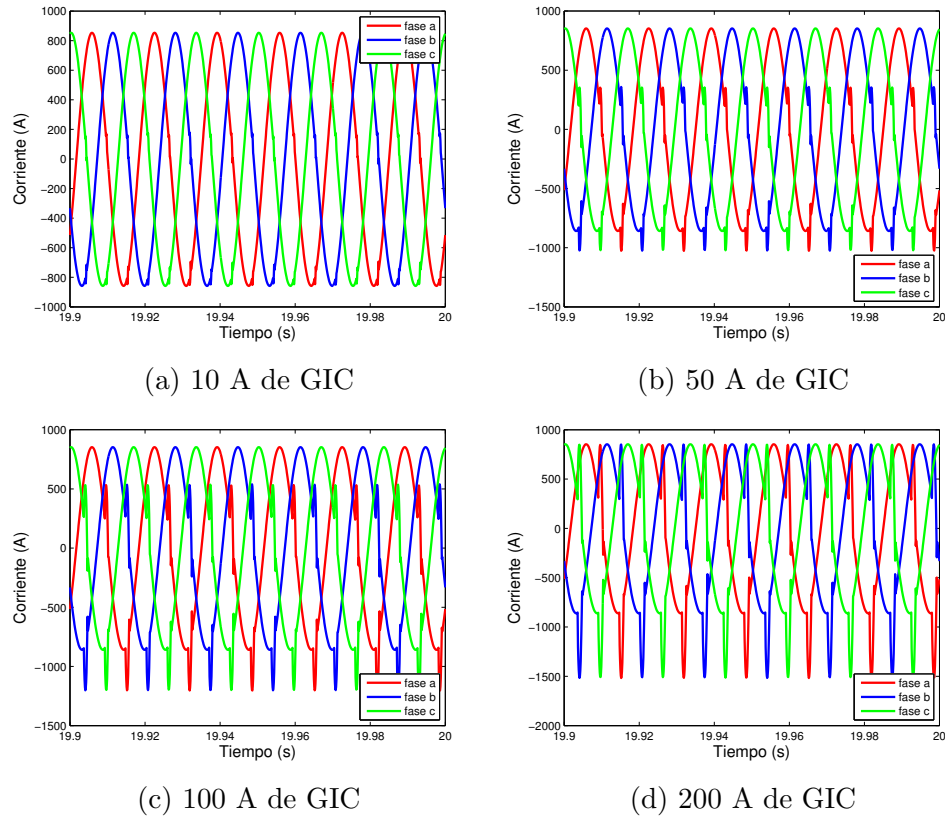


Figura 5.4: Forma de onda de la corriente primaria ante varios niveles de GIC

El voltaje primario no presentó cambio o distorsión en su forma de onda ante los efectos de las GIC, tal como se expone en la figura 5.5.

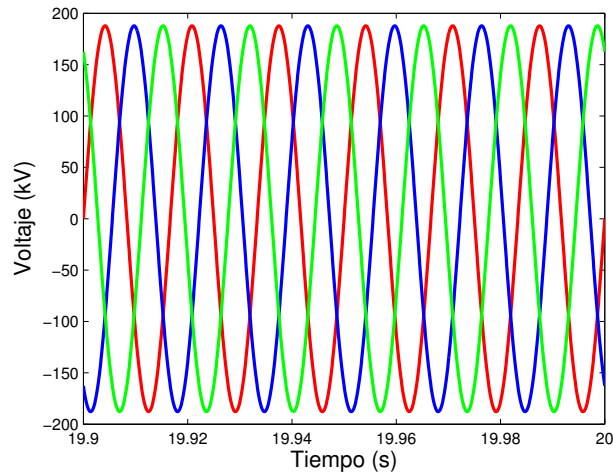


Figura 5.5: Voltaje primario del transformador de 240 MVA con GIC de 200 A en el neutro

Finalmente se analizó si las señales del lado secundario eran influidas por el fenómeno de saturación del núcleo, lo cual como se demuestra en la figura 5.6, no hubo cambio en la forma de onda del voltaje o de la corriente, ambas conservaron su forma de onda sinusoidal.

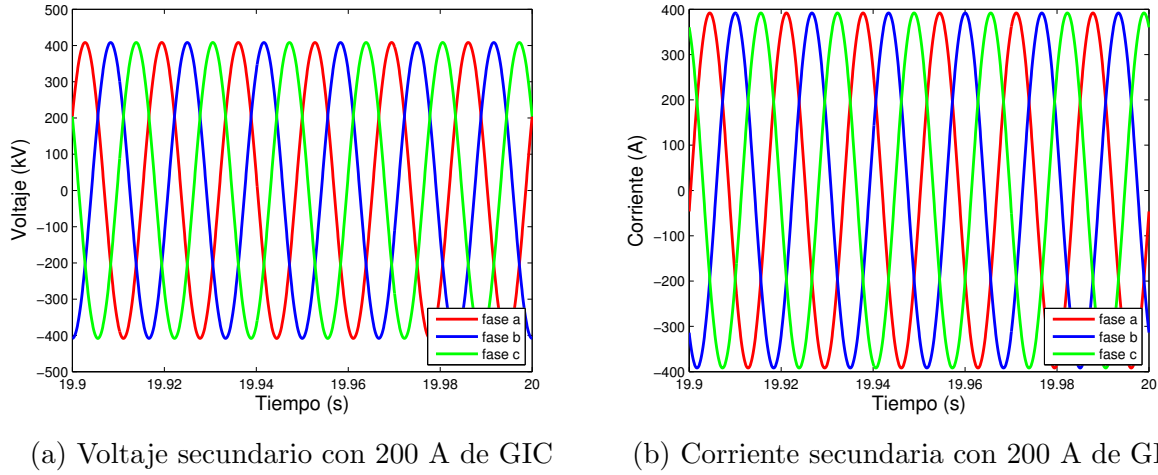


Figura 5.6: Formas de onda de las señales del lado secundario cuando se tiene una GIC de 200 A fluyendo en el neutro del transformador.

Por simple observación de las formas de onda, parece ser que tanto el voltaje primario, así como las señales secundarias no se ven influenciados por los armónicos generados en la saturación del núcleo, ya que conservaron su forma puramente sinusoidal sin importar la cantidad de GIC que fluyera en el transformador. Esta suposición será evaluada en la próxima sección donde se examinará el nivel de distorsión armónica que presentan las señales eléctricas del transformador.

5.3.2. Evaluación del THD

Posteriormente al análisis de la forma de onda de las señales eléctricas del transformador, cuando éste alcanza su pronta saturación a consecuencia del transito de las corrientes geomagnéticas en el núcleo; se prosiguió con el análisis del contenido armónico en estas señales de voltaje y corriente.

Primeramente se calculó el THD de la corriente de magnetización, con la intención de conocer el contenido armónico de la señal ante diversas magnitudes de GIC. Los resultados obtenidos se resumen en la tabla 5.1 y se exponen de manera gráfica en la figura 5.7.

El THD de la corriente de magnetización tiene un notorio incremento de armónicos ya

Tabla 5.1: THD de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC

GIC (A)	I_{mag}	GIC(A)	I_{mag}
0	27.01	110	269.54
10	175.24	120	266.94
20	240.49	130	263.55
30	266.90	140	260.96
40	278.30	150	257.93
50	281.83	160	253.86
60	282.18	170	252.98
70	283.80	180	248.74
80	278.30	190	248.01
90	275.60	200	245.35
100	273.13		

que con apenas 10 amperes de GIC llega a tener casi 7 veces el THD que tiene en operación normal. Después de esta abrupta elevación de armónicos en la corriente de magnetización, el comportamiento respecto a los incrementos cada 10 amperes es constante hasta llegar a una GIC de 70 amperes, ya que después de este límite el porcentaje de distorsión comienza a disminuir, igual de manera constante pero no menor al 240 %.

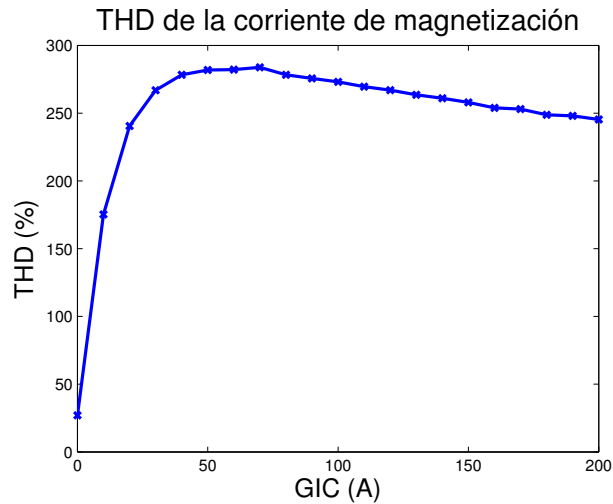


Figura 5.7: THD de la $I_{magnetizacion}$ para diversos valores de GIC

La comparación del espectro armónico de la señal de corriente de magnetización en operación normal y cuando el transformador tiene una corriente geomagnética de 200 amperes se muestra en la figura 5.8.

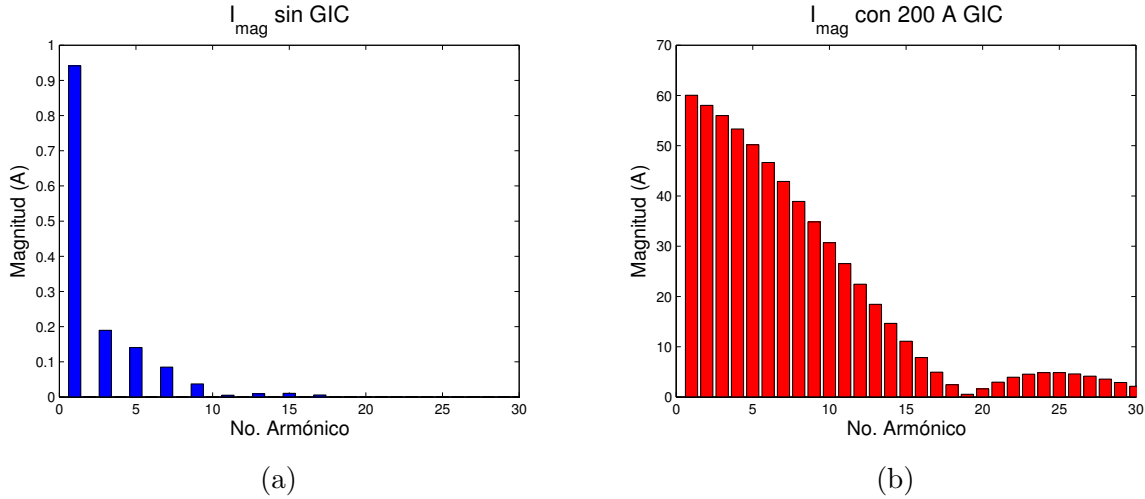


Figura 5.8: Comparación del espectro armónico de la $I_{magnetizacion}$

Equiparando los espectros armónicos se puede observar que la corriente de magnetización, de manera normal posee únicamente magnitud de las armónicas impares (figura 5.8a); mientras que bajo la influencia de cualquier corriente geomagnética se hacen presentes magnitudes en todas las componentes armónicas, pares e impares. Puntualizando en la figura 5.8b, bajo la influencia de una GIC de 200 amperes, se observan altas magnitudes para las frecuencias de menor valor, y para altas frecuencias también se observan pero en menor magnitud.

Una vez analizada la corriente de magnetización, se prosiguió con la evaluación de las variables eléctricas del lado primario. La tabla 5.2a resume el porcentaje de contenido armónico total de la corriente y la tabla 5.2b del voltaje de una fase del lado primario. Los resultados obtenidos en las tablas confirman lo observado en las figuras 5.4 y 5.5, que la corriente se ve notablemente afectada por las armónicas resultado de la saturación del núcleo llevando a rebasar los límites permitidos de THD para corriente establecidos en las

normas. Así mismo, el voltaje presenta un THD mínimo, menor al 0.05 % y no presenta cambios ante la variación de las corrientes geomagnéticas.

Tabla 5.2: THD de la corriente y voltaje del lado primario

(a) THD de la corriente primaria

GIC	THDi(%)	GIC	THDi(%)
10	1.2074	110	16.2210
20	2.7794	120	17.6376
30	4.3971	130	18.9854
40	6.0174	140	20.4042
50	7.5325	150	21.6641
60	9.1434	160	22.8717
70	10.4529	170	24.1334
80	11.8911	180	25.4589
90	13.3617	190	26.6981
100	14.8603	200	27.9610

(b) THD del voltaje primario

GIC	THDv(%)	GIC	THDv(%)
10	0.0041	110	0.0041
20	0.0041	120	0.0041
30	0.0041	130	0.0041
40	0.0041	140	0.0041
50	0.0041	150	0.0041
60	0.0041	160	0.0041
70	0.0041	170	0.0041
80	0.0041	180	0.0041
90	0.0041	190	0.0041
100	0.0041	200	0.0041

Finalmente, se comparó el espectro armónico de la corriente primaria cuando no el transformador opera de manera normal y cuando se alcanza el máximo valor de corriente geomagnética evaluado en este estudio, que son los 200 amperes. Los resultados obtenidos se exponen en las figuras 5.9a y 5.9b respectivamente.

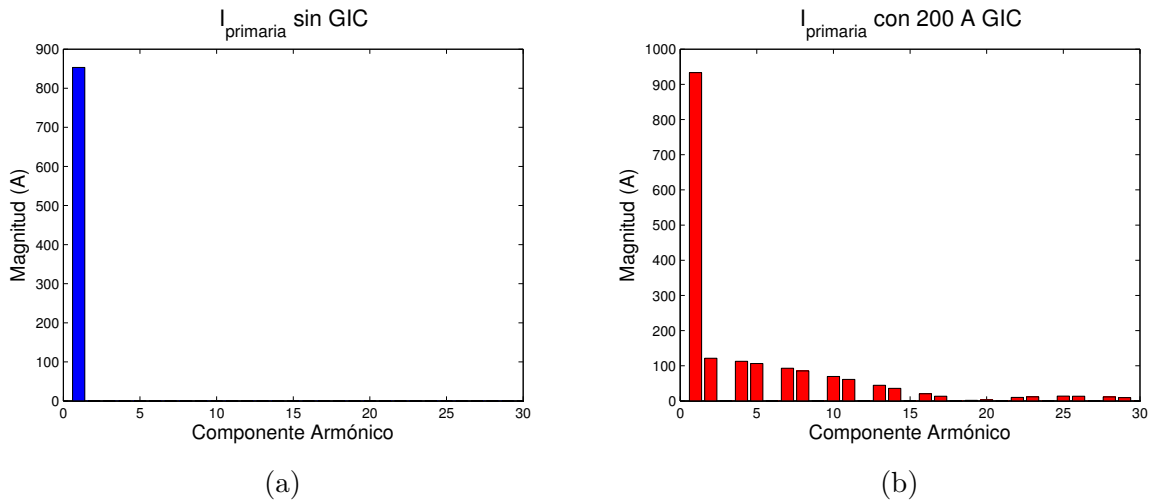


Figura 5.9: Comparación del espectro armónico de la corriente primaria sin GIC y con 200 A GIC.

El THD de la corriente primaria sin GIC es de 0.1209 %, por lo tanto es mínima la presencia de armónicos en ella, por el contrario se puede observar que al tener 200 amperes de GIC los armónicos pares e impares hacen su aparición a consecuencia de la saturación del núcleo y la excesiva generación de armónicos en la corriente de magnetización.

5.3.3. Consumo de potencia reactiva (Q)

La siguiente característica a evaluar del transformador bajo los efectos de las corrientes geomagnéticas inducidas, es su *consumo de potencia reactiva*.

Para ello se tomó el procedimiento para calcular Q explicado en la sección 4.4.3, obteniendo los resultados que se resumen en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Consumo de potencia reactiva (Q) del transformador de 240 MVA

GIC (A)	Q (MVAR)	GIC(A)	Q (MVAR)
10	4.426	110	34.992
20	6.543	120	38.645
30	8.985	130	42.698
40	11.833	140	46.351
50	14.681	150	50.399
60	17.935	160	54.045
70	20.780	170	58.086
80	24.031	180	62.146
90	27.686	190	66.192
100	31.341	200	70.640

De acuerdo a los resultados obtenidos se observa un comportamiento lineal en el consumo de los MVAR del transformador. Se manifiesta un incremento de aproximadamente 3 a 3.5 MVAR por cada incremento de 10 amperes de corriente geomagnética, llevando al transformador a un consumo de más de 70 MVAR ante una GIC de 200 A, lo que representa un poco más de 60 veces el consumo normal del transformador, dado a que en operación normal (sin GIC) este modelo arroja un consumo de 1.15 MVAR.

5.3.4. Esfuerzos térmicos del transformador

En esta sección se evaluarán los esfuerzos a los que se expone el transformador cuando trabaja en un ambiente altamente armónico. Esta situación puede llevar a un sobrecalentamiento de los devanados, lo que reduce la capacidad de carga del equipo y el desgaste de los aislamientos. Aplicando el procedimiento explicado en la sección 4.4.4 para obtener el factor K, el cual determina si el transformador puede funcionar sin tantos esfuerzos térmicos en un ambiente armónico, se obtuvieron los resultados expuestos en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Factor K del transformador de 240 MVA modelo del caso 1

GIC (A)	Factor K	GIC (A)	Factor K
10	1.0287	110	3.0133
20	1.1862	120	3.3276
30	1.3891	130	3.4987
40	1.6201	140	3.8576
50	1.8369	150	4.0170
60	2.0548	160	4.2704
70	2.2654	170	4.5161
80	2.4166	180	4.7827
90	2.5783	190	5.0158
100	2.8564	200	5.2257

Cuando el factor K calculado alcanza valores superiores a 4, indica que el transformador se encuentra propenso a sufrir daños por calentamiento, por lo que es necesario disminuir la capacidad de carga del equipo para evitar cualquier daño. Para conocer la cantidad de carga que el transformador es capaz de mantener en situaciones de altos armónicos, es necesario calcular el *factor D*. Este factor determinará el máximo de capacidad que puede tener el equipo en situaciones de muchos armónicos.

Observando los resultados de la tabla 5.4, se observa que a partir de una GIC de 80 amperes se rebasa el límite de 4 en el factor K, lo que indica que el transformador ya no podrá trabajar a su capacidad completa y es necesario calcular el factor D. La tabla

5.5 muestra los valores del factor D para situaciones de GIC a partir de 150 hasta 200 amperes, que es cuando el riesgo de calentamiento del transformador es mayor pues el factor $K > 4$.

Tabla 5.5: **Factor D.** Máxima capacidad de carga del transformador en ambiente altamente armónico.

GIC	Factor D (%)
150	71.76
160	70.10
170	68.56
180	66.96
190	65.63
200	64.47

Estos resultados arrojan un comportamiento lineal, puesto que a medida que la corriente geomagnética aumenta, la capacidad de carga disminuye hasta el grado de menos del 65 % a partir de una GIC de 150 amperes. Todo esto en consecuencia al gran contenido armónico que se genera en el transformador.

5.4. Caso 2. Transformador híbrido XFMR

El segundo caso de estudio que se analizó, es el que se muestra en la figura 5.10 donde se tiene un sistema alimentador de 230 kV, un banco de transformación trifásico reductor de 100 MVA de 230/115 kV con conexión Δ - Y, y una carga inductiva con factor de potencia de 0.8 pu.

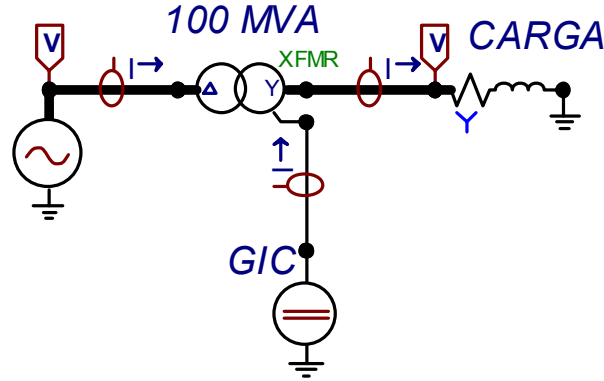


Figura 5.10: Caso 2. Modelo de transformador híbrido de 100 MVA

La fuente voltaje directo conectado al neutro del transformador representa la diferencia de potencial inducido en la superficie, lo que origina la presencia de la corriente geomagnética a través del transformador. Los valores de GIC utilizados para el estudio fue en el rango de 0 a 200 amperes en el neutro.

En este caso se utilizó el modelo híbrido del transformador (XFMR). Dado a que este modelo permite variar la configuración del núcleo, se realizaron las simulaciones para los núcleos tipo *triplex*, *core de 3 piernas*, *core de 5 piernas* y *shell*. Ésto con la intención de observar cuál configuración es mas vulnerable a los efectos de las GIC. Así mismo se seleccionó la opción de estimación de datos típicos del transformador, que brinda el propio modelo híbrido.

5.4.1. Saturación del núcleo

El primer ejercicio al aplicarle la GIC al neutro del transformador fue observar la saturación del núcleo del transformador, para lo cual se extrajo la señal de corriente de magnetización. Ante un funcionamiento normal el transformador presenta una señal de corriente simétrica estable con alto contenido armónico. Cuando se le aplica la corriente geomagnética al transformador se deben observar cambios en las señales, tanto en la

corriente de magnetización como en la corriente de excitación. La figura 5.11 muestra el comportamiento de la corriente de magnetización cuando se tienen valores de GIC de 10, 50, 100 y 200 amperes fluyendo en el neutro del transformador.

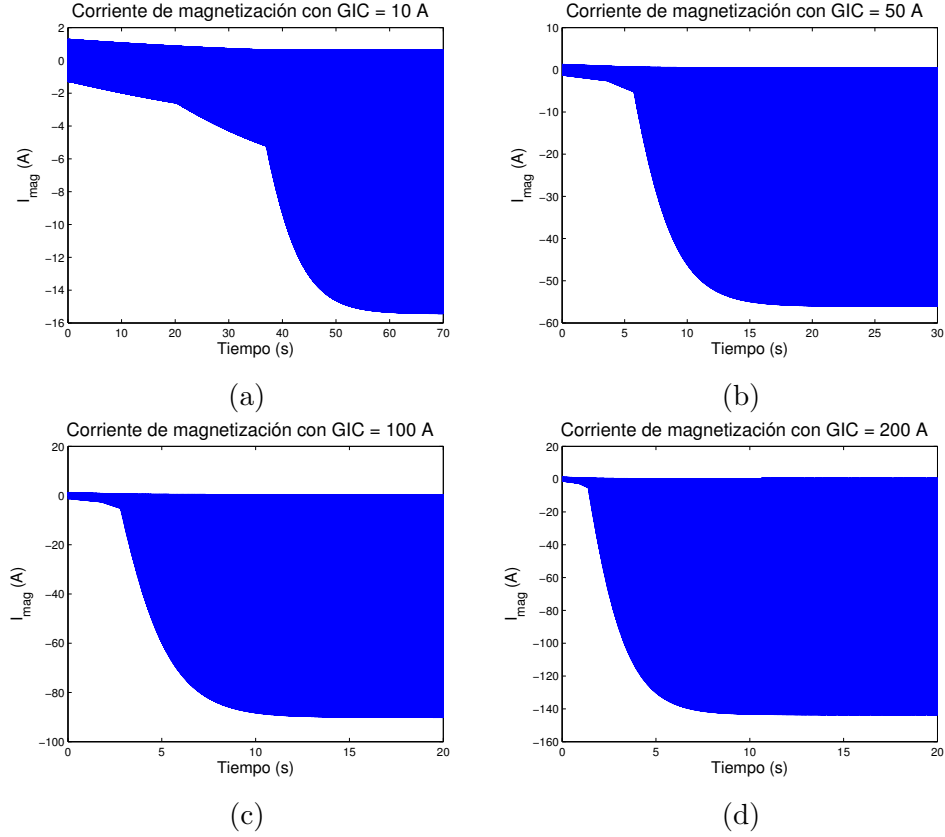
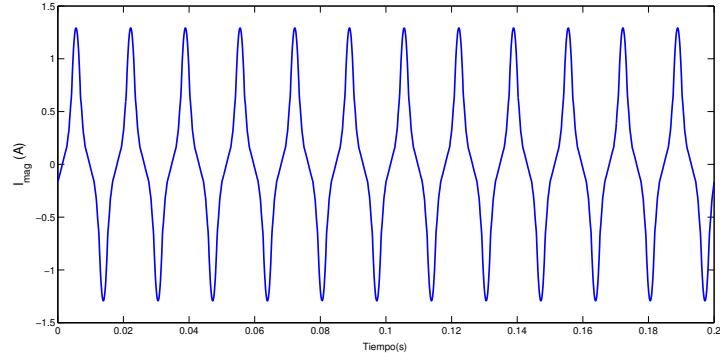


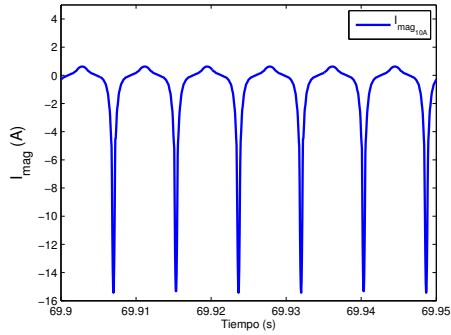
Figura 5.11: Corrientes de magnetización del transformador de 100 MVA ante varios niveles de GIC

Observando la figura 5.11 se puede apreciar como la señal va aumentando en distorsión respecto al tiempo. Conforme mayor es la magnitud de la corriente geomagnética menor es el tiempo que tarda la señal en volverse estable. Tal como se mencionó en el caso anterior, cuando la señal alcanza este punto donde se estabiliza significa que el núcleo ha alcanzado el equilibrio de saturación [37]. De acuerdo a la figura 5.11a se puede notar que cuando se tienen 10 amperes en el neutro, al transformador de 100 MVA le lleva aproximadamente 65 segundos en alcanzar la saturación completa del núcleo. Caso distinto con el comportamiento de la señal cuando se tiene 200 A de GIC en el neutro, en este caso el transformador alcanza su saturación en poco mas de 10 segundos.

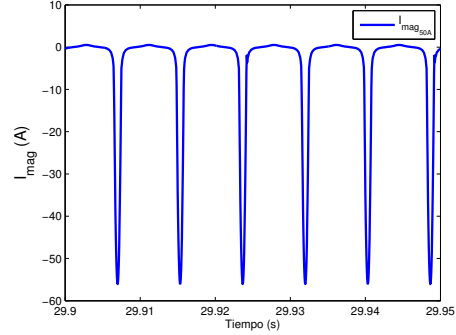
Otra característica observada fue que la señal pierde totalmente la simetría que tiene cuando el transformador se encuentra en operación normal (figura 5.12a). La distorsión es mayor por lo tanto esto indica la posible presencia de armónicos.



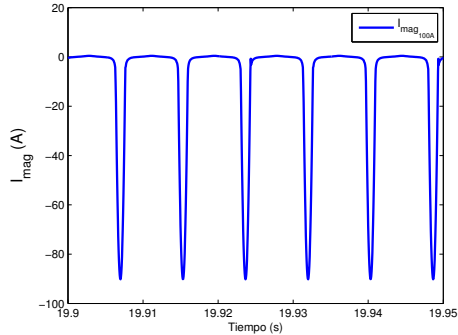
(a) Sin GIC



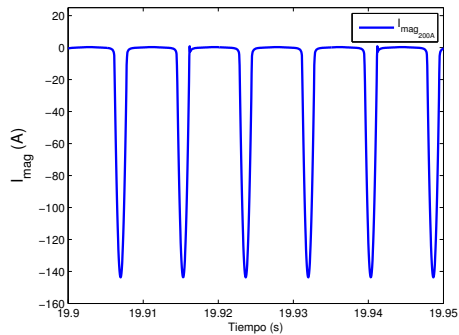
(b) Con GIC de 10 A en neutro



(c) Con GIC de 50 A en neutro



(d) Con GIC de 100 A en neutro



(e) Con GIC de 200 A en neutro

Figura 5.12: Corrientes de magnetización en equilibrio de saturación

El valor de los picos máximos de la corriente de magnetización también tiene un comportamiento lineal con el valor de GIC. La figura 5.13 expone una comparativa de las señales ante los niveles de GIC señalados en la imagen. A mayor corriente geomagnética el pico máximo de la corriente de magnetización es mayor.

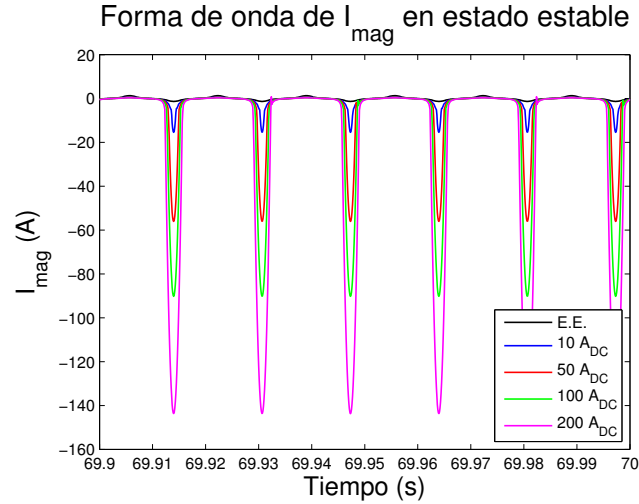


Figura 5.13: Comparación de las señales de I_{mag} en su punto de equilibrio de saturación

Al evaluarse el transformador para observar las distorsiones en la señal de corriente de magnetización, se alcanza a presentar también distorsión en la forma de onda de la corriente primaria, tal como se expone en las figuras 5.14 y 5.15.

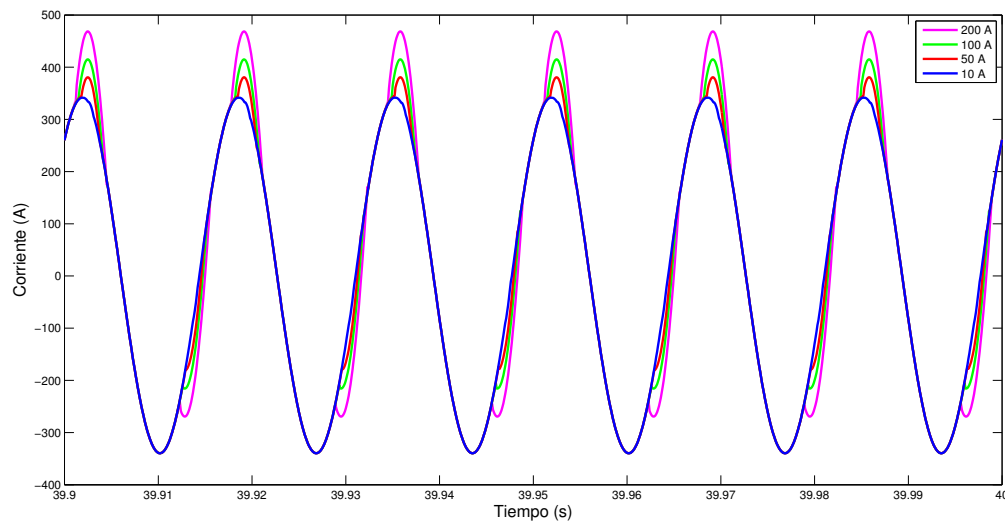


Figura 5.14: Comparación de la corriente primaria (fase a)

La figura 5.14 exhibe los picos de distorsión ante varios niveles de corrientes geomagnéticas. Se puede observar que con 10 A de GIC la señal se mantiene de forma sinusoidal, y conforme va aumentando la GIG se distorsiona más la forma de onda alcanzando picos de casi los 470 amperes cuando se tiene 200 amperes de corriente GIC en el neutro del transformador.

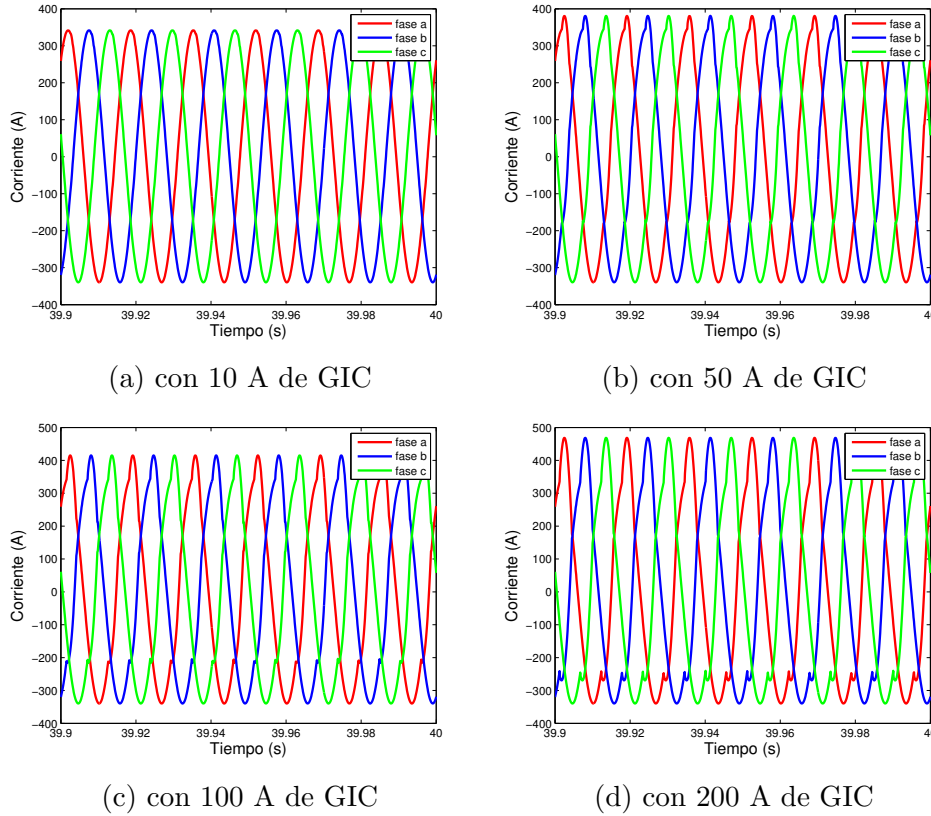


Figura 5.15: Forma de onda de la corriente primaria ante varios niveles de GIC

La figura 5.15 enseña la corriente primaria por fases, para que pueda observarse de manera más clara la distorsión de la forma de onda. Es necesario mencionar que esta alta distorsión se evaluó en el último segundo de simulación, que es donde la señal se aprecia más distorsionada pero ya no varía. Análogo a lo expuesto en la figura 5.11, la señal va aumentando su distorsión respecto al tiempo, alcanzando la máxima distorsión en un punto donde queda constante, siendo el mismo punto de tiempo donde la corriente de magnetización alcanza su equilibrio, indicando con esto la saturación del núcleo.

Asimismo se extrajo la señal del voltaje primario para observar si sufría alguna influencia ocasionada por la saturación del núcleo, encontrándose que a simple vista no se observaba distorsión, ya que la señal conserva su forma sinusoidal. Estos resultados se observan en la figura 5.16.

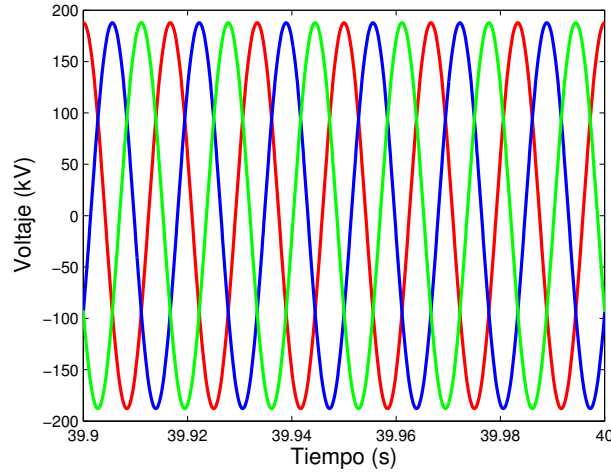


Figura 5.16: Voltaje primario con GIC de 200 A en el neutro

Las distorsiones observadas en las señales de corriente, podrían servirnos como indicador de una alta cantidad de armónicos. Esta suposición será evaluada en la siguiente sección.

5.4.2. Evaluación del THD

Después de evaluar la forma de onda de la corriente primaria y de magnetización, se observaron notorias distorsiones a medida que se aumentaba el valor de la corriente geomagnética en el neutro. Esto dejó entrever que era posible que una alta cantidad de armónicos se hicieran presente en la señal debido a la pronta saturación del núcleo.

Se comenzó el análisis determinando la cantidad de armónicos presentes en la corriente de magnetización. La tabla 5.6 muestra los valores del THD obtenidos para distintos valores de GIC. De manera inicial, la corriente de magnetización del transformador sin

presencia de las corrientes geomagnéticas tiene un THD de casi un 36.69 %, es usual que la corriente de magnetización tenga mucho contenido armónico. A partir de que se le empieza agregar la GIC, el THD crece de manera exponencial, hasta alcanzar una GIC de 30 amperes, donde se obtiene el valor de distorsión máximo y posteriormente comienza a disminuir conforme se va incrementando la corriente geomagnética pero no disminuye del 120 %.

Tabla 5.6: Distorsión total armónica de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC

GIC (A)	I_{mag}	GIC(A)	I_{mag}
0	36.69	110	145.65
10	143.68	120	143.09
20	171.84	130	140.58
30	173.56	140	138.27
40	170.57	150	136.15
50	166.59	160	133.94
60	162.45	170	132.05
70	158.50	180	130.26
80	155.14	190	128.39
90	151.60	200	126.77
100	148.71		

En la figura 5.17 se observa de manera gráfica el comportamiento del THD y como éste incrementa de manera exponencial para los primeros niveles de GIC.

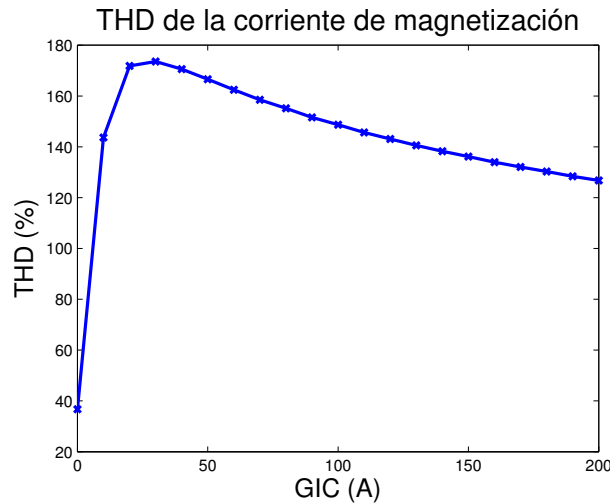


Figura 5.17: Distorsión armónica total de la $I_{magnetizacion}$ vs GIC

La figura 5.18 muestra una comparación del espectro armónico de la señal de corriente de magnetización cuando en operación normal, o sea sin presencia de GIC, y cuando se tiene una GIC de 200 amperes en el neutro.

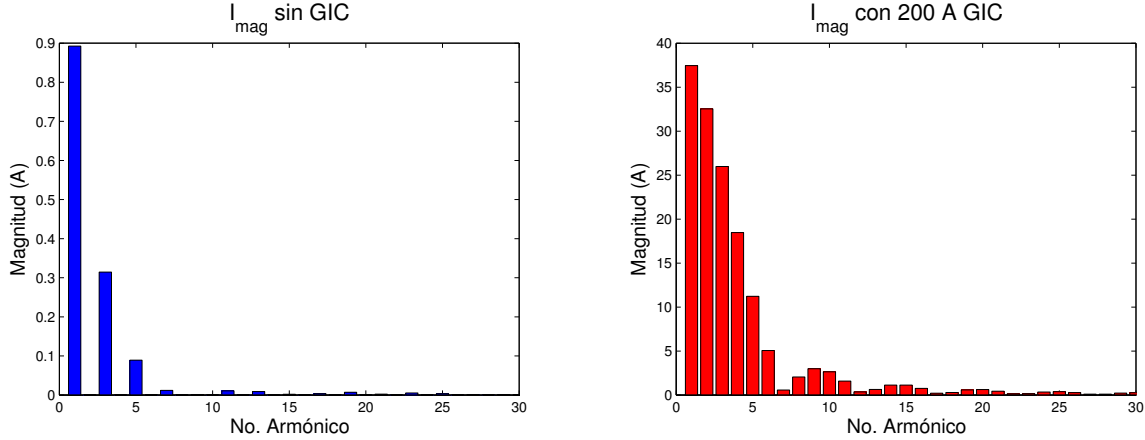
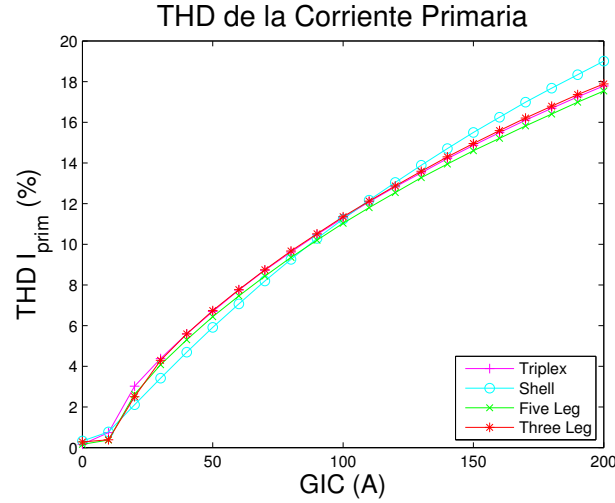


Figura 5.18: Espectro armónico de la corriente de magnetización

Asimismo, se puede observar en la figura 5.18 la diferencia entre la cantidad de armónicos presentes en la corriente de magnetización, tanto en número de armónicos como en la diferencia de sus magnitudes. La señal de corriente cuando tiene operación normal solamente cuenta con los armónicos impares, mientras que al agregarle la corriente directa adicional se observa una importante presencia de los armónicos pares.

Adicional a lo anterior, se hicieron evaluaciones para cada una de las configuraciones de núcleo que maneja el modelo híbrido de transformador (triplex, shell, trifásico de tres y cinco piernas). La figura 5.19 muestra de manera gráfica el comportamiento del THD de la corriente primaria, observándose un comportamiento similar para cada tipo de núcleo. Debido a que el modelo del caso 1 representa tres modelos monofásicos conectados como trifásico, se seleccionó la configuración del modelo triplex para hacer los análisis de espectro armónico, debido a la similitud.

La tabla 5.7 muestra los valores de THD obtenidos en la corriente y voltaje del lado

Figura 5.19: THD de la I_{prim} vs GIG con distintas configuraciones de núcleo

primario, cuando el transformador tiene un núcleo triplex (tres núcleos monofásicos conectados como trifásico), se encuentra a plena carga y es afectado por varios niveles de GIC. Cuando no hay GIC fluyendo por el neutro, el contenido armónico es muy bajo, por lo que su THD es menor que el 1 %, pero a medida que se aumenta la GIC se tiene mayor THD en la señal de corriente primaria, presentando un notorio comportamiento lineal con la magnitud de GIC. El límite de THD máximo en la corriente del transformador establecido en las normas es de 5 %, de acuerdo a lo obtenido en los estudios, a partir de una GIC de 40 amperes se sobrepasa este límite.

GIC (A)	THDi (%)	THDv(%)	GIC (A)	THDi (%)	THDv(%)
0	0.1612	0.2032	110	12.0936	0.2032
10	0.7375	0.2032	120	12.8239	0.2032
20	3.0232	0.2032	130	13.5177	0.2032
30	4.3808	0.2032	140	14.2148	0.2032
40	5.5947	0.2032	150	14.8695	0.2032
50	6.6946	0.2032	160	15.4992	0.2032
60	7.7517	0.2032	170	16.1058	0.2032
70	8.7206	0.2032	180	16.6898	0.2032
80	9.6178	0.2032	190	17.2517	0.2032
90	10.4816	0.2032	200	17.7958	0.2032
100	11.2962	0.2032			

Tabla 5.7: THD de la corriente y voltaje primarios(fase a) vs GIC

Observando la señal de voltaje mostrada anteriormente en la figura 5.16, es notorio que no presenta distorsión en el lado primario, esto concuerda con el comportamiento reflejado en la tabla 5.7 donde se mantiene el valor del THD constante, por lo tanto, se puede concluir que el flujo de corrientes geomagnéticas en el neutro no afecta el voltaje primario.

Por el contrario, la señal de corriente sí se ve severamente afectada por las corrientes geomagnéticas en el transformador. El espectro armónico de la señal de corriente primaria se encuentra en la figura 5.20, la cual muestra una comparación del contenido armónico de la señal primaria sin GIC y cuando tiene una GIC de 200 amperes. En la imagen se observa que sin GIC, la corriente primaria solo tiene la componente fundamental, lo que indica una forma de onda totalmente sinusoidal. Al aplicarle la corriente geomagnética de 200 amperes, se hace presente la aparición de los armónicos pares e impares además de una fuerte presencia del segundo armónico, el cual puede influenciar directamente como mensaje equivocado hacia las protecciones diferenciales. Estos resultados son semejantes a los obtenidos en el caso 1 y demuestran el comportamiento esperado descrito en el capítulo 3.

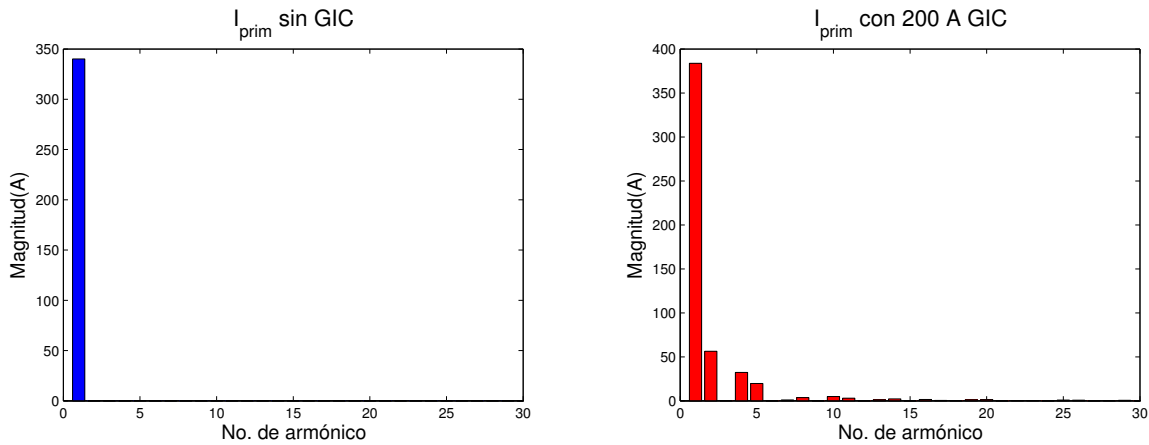


Figura 5.20: Espectro armónico de la corriente primaria

Complementando el estudio realizado sobre el contenido armónico de la corriente primaria cuando el transformador se encuentra a plena carga, se evaluó también su compor-

tamiento cuando el transformador se encuentra cargado al 60 % y cuando tiene una carga muy baja, del 5 %. La comparación del THD lo expone la figura 5.21.

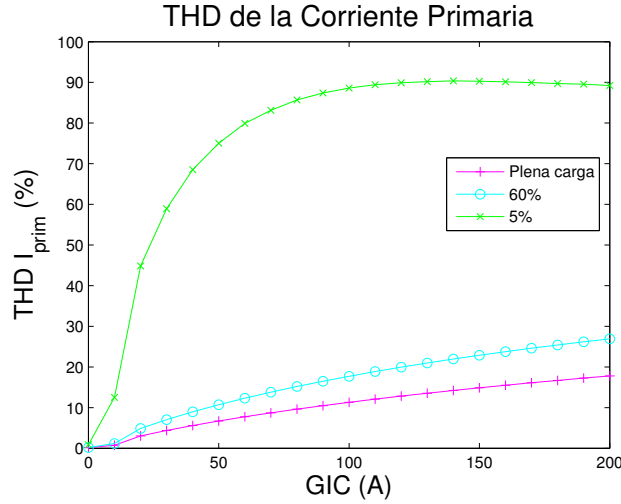


Figura 5.21: Distorsión armónica total de I_{prim} vs GIC para diversos niveles de carga

Al confrontar los resultados entre sí, se puede observar que cuando el transformador tiene una carga del 5 % de su capacidad, el THD de la señal rebasa el límite permitido desde los 10 amperes de GIC. Esto obedece a que cuando la corriente de carga es muy pequeña, la corriente primaria esta principalmente conformada por la corriente de magnetización. Al ser esto así, es correcto que la corriente primaria con carga del 5 % y la corriente de magnetización mostrada en la figura 5.17 tengan comportamientos parecidos. Se detectó un comportamiento similar entre el transformador con carga del 60 % y cuando se tiene plena carga, en ambos el THD incrementa de manera lineal con el nivel de GIC.

Además del análisis de las variables del lado primario se observó también el THD de las variables del lado secundario, también variando las cargas. El comportamiento se muestra de manera gráfica en la figura 5.22. En esta figura se puede observar que el THD es muy pequeño, a media y plena carga apenas rebasa el 0.1 %, mientras que con carga muy baja llega al 0.45 % de THD con 200 amperes de GIC. De acuerdo a estos resultados la corriente de carga posee muy bajo contenido armónico y se encuentra en los límites

normalizados de armónicos que es menos del 5 %.

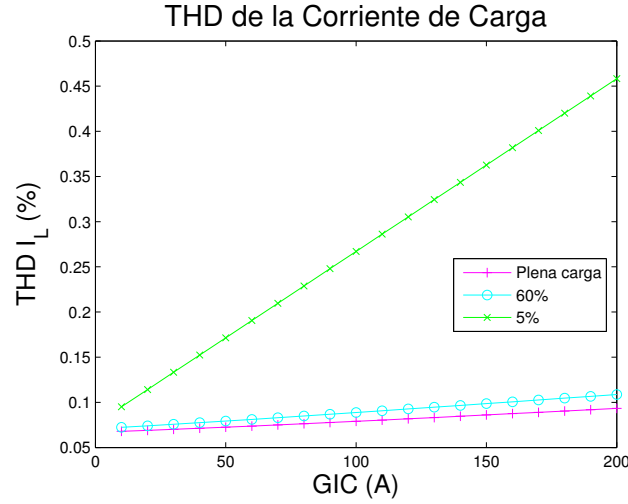


Figura 5.22: THD de la corriente de carga vs GIC ante diversos niveles de carga

Sin embargo, al observar la forma de onda de las señales secundarias (corriente y voltaje), se encontró que la señal pierde simetría. La figura 5.23 compara las señales de voltaje y corriente sin GIC vs la máxima GIC evaluada de 200 amperes.

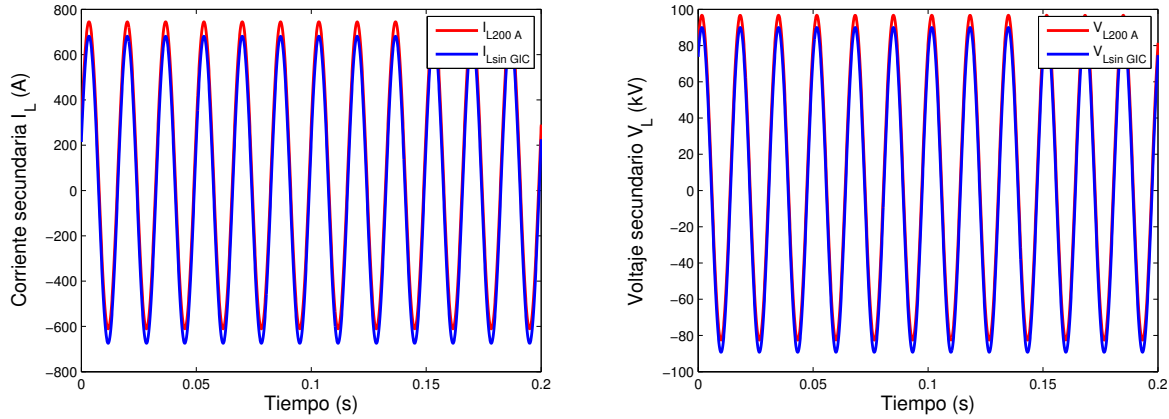


Figura 5.23: Comparación de las señales secundarias con 0 y 200 GIC

Se observa claramente como pierde la simetría al tener la señal un crecimiento positivo en el primer medio ciclo y un decrecimiento en el segundo medio ciclo. Este es el mismo comportamiento que presenta el flujo magnético del transformador cuando se le agrega el flujo de corriente directa, como se mencionó en el capítulo 3 (figura 3.6). Por observación

se encontró que la diferencia entre la señal sin GIC y con GIC de 200 A presenta un margen de aproximadamente 67 amperes.

Para corroborar lo anterior se consultó el espectro armónico de la señal de corriente incluyendo la componente de DC. Se tomó la señal de la fase a cuando se tiene 200 amperes de GIC y se observó que la componente de corriente directa (0 en la figura 5.24) tiene una magnitud de 66.2 amperes, que es el equivalente a $1/3$ de la corriente geomagnética total que fluye en el neutro del transformador y que corresponde a la diferencia observada en la figura 5.23.

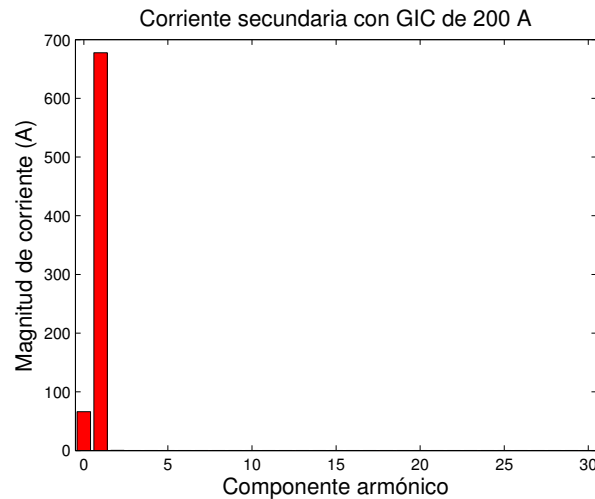


Figura 5.24: Espectro armónico de la corriente del lado secundario.

Se hizo el mismo análisis para los otros dos niveles de carga evaluados, y se encontró que tenían el mismo comportamiento, la diferencia es que la magnitud de la componente fundamental es menor que la componente directa y eso ocasiona que sea mucho mas evidente el desplazamiento que ocasiona la perdida de simetría de la señal aún si la magnitud de la corriente geomagnética es de 10 A. La figura 5.25 expone las señales de corriente y voltaje secundarios para una carga muy baja, del 5% de la capacidad del transformador.

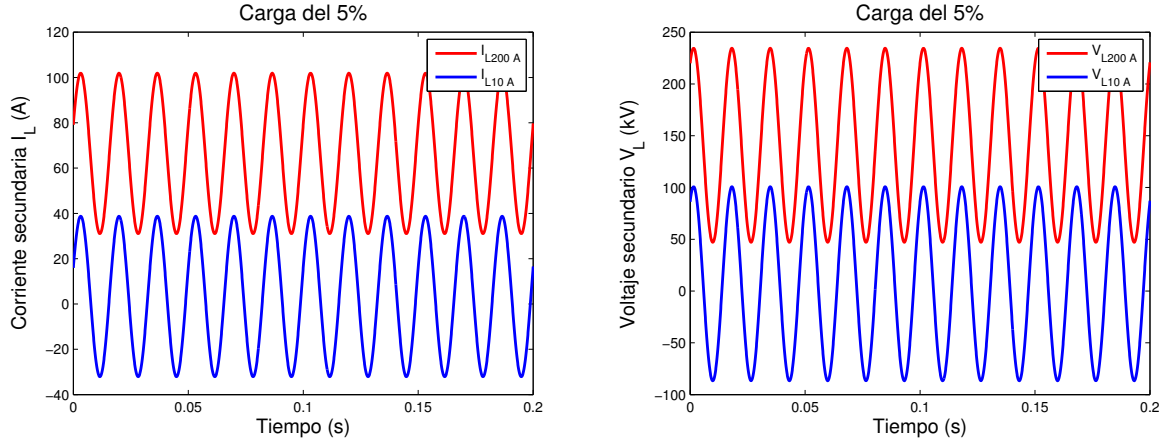


Figura 5.25: Comparación de las señales secundarias con carga baja

5.4.3. Consumo de potencia reactiva (Q)

Una vez evaluada la distorsión armónica de las señales eléctricas, se analizó otro efecto que se debe presentar en el transformador cuando es afectado por las corrientes geomagnéticas: *el consumo de potencia reactiva*. La tabla 5.8 expone los resultados del análisis de potencia reactiva en el transformador. En esta tabla se observa que los reactivos tienen un comportamiento lineal con la corriente geomagnética, lo que significa que a mayor magnitud de GIC, mayor será el consumo de reactivos.

De acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 5.8, el modelo triplex y el modelo de cinco piernas (five leg) tienen comportamientos casi idénticos, arrojando casi los mismos consumos de reactivos. El modelo de tres piernas (three leg) se comporta de manera similar, sin embargo sus magnitudes son ligeramente mayores comparado con los dos anteriores. Finalmente el modelo que destaca por tener diferencia de aproximadamente 5 MVars con los demás modelos, es el tipo Shell, ya que la potencia del transformador calculada en todos los casos dió un consumo mayor.

La figura 5.26 representa de manera gráfica la tendencia del comportamiento en el consumo de potencia reactiva del para las distintas configuraciones de núcleo. En ella se puede apreciar claramente los efectos esperados, que fueron descritos en la literatura,

Tabla 5.8: Potencia Reactiva Q para distintos tipos de transformador

GIC (A)	Potencia reactiva Q (MVAR)			
	Triplex	Shell	Three Leg	Five Leg
10	14.398	19.060	15.017	14.243
20	16.843	20.156	17.039	16.699
30	18.671	22.241	19.337	18.579
40	20.495	23.978	21.278	20.388
50	22.305	25.735	23.117	22.192
60	24.140	27.505	24.938	23.993
70	25.955	29.284	26.757	25.789
80	27.775	31.068	28.554	27.581
90	29.580	32.852	30.362	29.369
100	31.381	34.633	32.162	31.154
110	33.178	36.416	33.959	32.342
120	34.970	38.197	35.755	34.707
130	36.757	39.976	37.540	36.480
140	38.542	41.755	39.322	38.248
150	40.321	43.533	41.111	40.012
160	42.095	45.308	42.890	41.771
170	43.867	47.083	44.666	43.538
180	45.635	48.850	46.438	45.282
190	47.401	50.620	48.207	47.033
200	49.162	52.389	49.972	48.780

ya que se observa un aumento del triple de megavars cuando se tiene una GIC de 200 amperes. Además se puede apreciar que el núcleo tipo shell es el que provoca mayor consumo de reactivos.

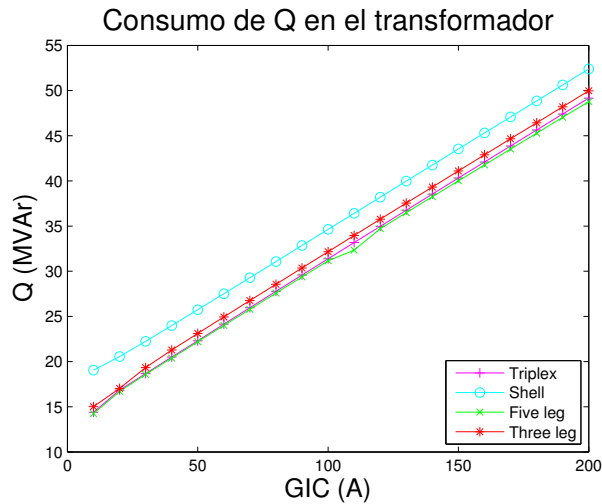


Figura 5.26: Potencia reactiva del transformador vs GIC

5.4.4. Esfuerzos térmicos del transformador

Para determinar qué tan apto es el transformador de potencia de este caso de estudio para trabajar en un ambiente armónico, se evaluaron las señales de corriente para determinar el valor del *factor K* del transformador. La tabla 5.9 lista los resultados obtenidos para las cuatro configuraciones de núcleo estudiadas.

Tabla 5.9: Factor K del transformador

GIC (A)	Factor K del transformador			
	Triplex	Shell	Three Leg	Five Leg
10	1.0031	1.0012	1.0009	1.0008
20	1.0321	1.0126	1.0252	1.0259
30	1.0532	1.0300	1.0542	1.0482
40	1.0749	1.0438	1.0782	1.0701
50	1.0949	1.0713	1.1005	1.0905
60	1.1150	1.0948	1.1191	1.1080
70	1.1355	1.1186	1.1404	1.1276
80	1.1528	1.1437	1.1617	1.1487
90	1.1700	1.1718	1.1779	1.1644
100	1.1866	1.1951	1.1971	1.1829
110	1.2055	1.2200	1.2121	1.1974
120	1.2200	1.2432	1.2288	1.2137
130	1.2336	1.2670	1.2454	1.2327
140	1.2515	1.2903	1.2645	1.2455
150	1.2649	1.3149	1.2791	1.2593
160	1.2773	1.3372	1.2924	1.2694
170	1.2894	1.3602	1.3049	1.2814
180	1.3014	1.3805	1.3169	1.2932
190	1.3137	1.3990	1.3296	1.3079
200	1.3261	1.4192	1.3385	1.3202

Los resultados expuestos, demostraron estar por debajo de los límites establecidos por el factor K para los cuatro modelos de núcleo, lo que significa que a pesar que el transformador se encuentra expuesto a alto contenido armónico, aún es apto para trabajar pues el esfuerzo térmico no se considera el suficiente para dañar al transformador.

5.5. Comparación de resultados entre casos

En resumen, los resultados obtenidos en ambos casos de estudio fueron coherentes con lo descrito en la literatura consultada. Se tuvieron diferencias en las magnitudes debido a que las situaciones de ambos casos planteados fueron distintas, para conocer la influencia de la capacidad, modelo del transformador y nivel de voltaje. A pesar de dichas diferencias, el análisis arrojó que los modelos de transformadores siguieron el mismo patrón de resultados.

El primer efecto evaluado fue la cantidad de armónicos presentes debido a la saturación en medio ciclo del núcleo magnético del transformador. La figura 5.27 muestra una comparación de la distorsión armónica total entre ambos casos de estudio. En esta figura se observa que el comportamiento de ambos sigue un mismo patrón: incrementa exponencialmente con un bajos niveles de GIC, alcanza el punto máximo y comienza a descender conforme se incrementa el valor de GIC. Este descenso del porcentaje del THD indica el aumento en las pérdidas por flujos de dispersión al saturarse el núcleo.

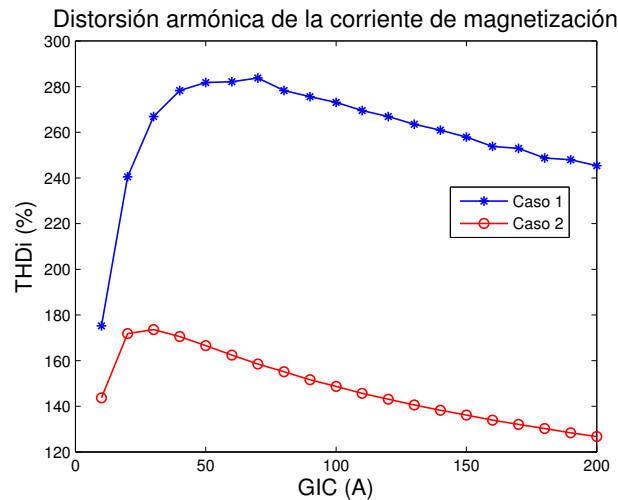


Figura 5.27: THD de la corriente de magnetización

La gran cantidad de armónicos que posee la corriente de magnetización cuando se encuentra bajo la influencia de las GIC, tiene consecuencias en la corriente primaria del

transformador. En la figura 5.28 se aprecia el comportamiento lineal del THD respecto a las corrientes geomagnéticas. Mientras mayor sea la magnitud de la GIC fluyendo en el transformador, mayor es el contenido armónico en la señal.

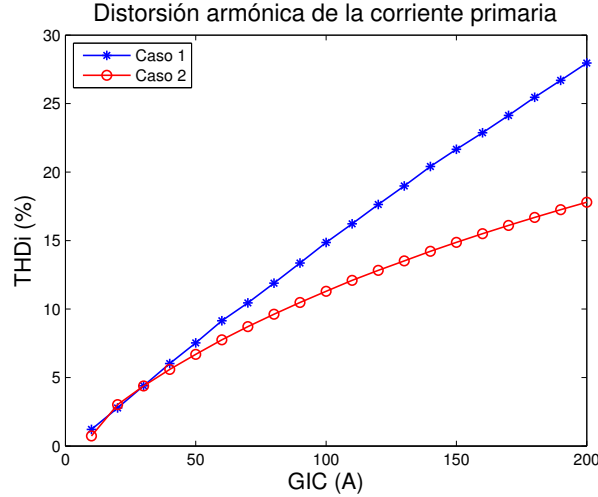


Figura 5.28: Comparación de THD de la corriente primaria entre casos de estudio

Sin embargo, existe variación en los resultados, esto se debe en gran medida a las diferencias de los modelos utilizados, ya que el modelo del caso 1 se armó a partir del modelo de circuito equivalente. Además que por conveniencia se conectó la rama de magnetización de manera externa, lo cual da pie a que se presenten desviaciones en comparación con los resultados del modelo híbrido que utiliza conexiones topológicamente correctas. Estas variaciones se pueden observar de manera más clara al comparar los resultados obtenidos al calcular los esfuerzos térmicos del transformador (figura 5.29).

La diferencia entre el caso 1 y el caso 2 es notoria. Los resultados alcanzados por el modelo híbrido indican que un transformador de 100 MVA a plena carga no presenta riesgo importante de sobrecalentamiento a pesar de tener una GIC de 200 A fluyendo en el neutro. Por el contrario, el transformador de poco más del doble de capacidad en voltajes mayores tendría que reducir su nivel de carga a partir de los 150 A de GIC pues comenzaría a presentar sobrecalentamiento en los devanados por el alto contenido armónico.

co presente en sus variables eléctricas.

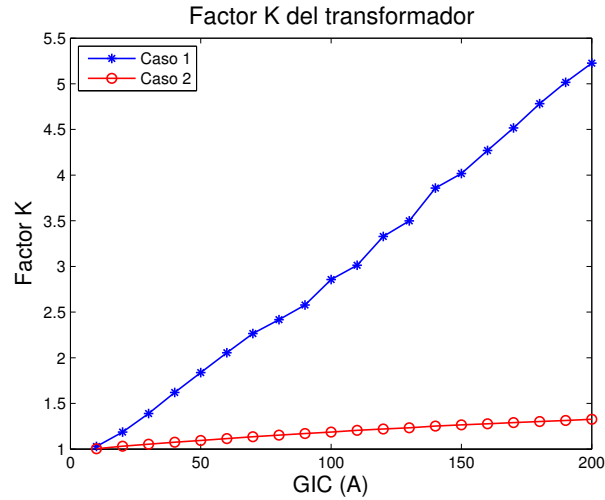


Figura 5.29: Comparación de los esfuerzos térmicos calculados para cada caso de estudio

Finalmente, otra característica importante, objetivo de evaluación de este trabajo, es el consumo de reactivos del transformador. En este análisis se encontró que ambos modelos presentaron un comportamiento lineal, es decir que la potencia reactiva aumenta a medida que la corriente geomagnética también aumenta.

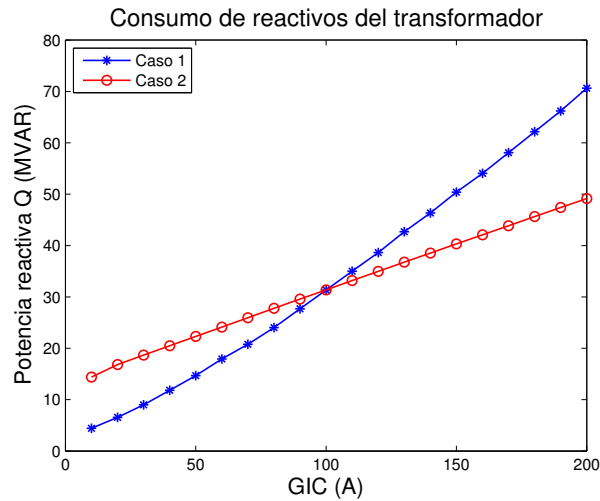


Figura 5.30: Comparación de consumo de reactivos entre casos de estudio

5.5.1. Adicionales

Además de lo analizado en los modelos planteados, se le adicionó de manera preliminar a cada caso de estudio, un modelo de línea de transmisión, uno del lado de alimentación y otro del lado carga. Lo anterior con la intención de observar mayores efectos hacia el resto del sistema.

THD de la corriente primaria

En la figura 5.31 se expone la influencia que tienen las líneas de transmisión en las variaciones del THD que se presentan cuando el transformador es afectado por varios niveles de GIC. Ahí se observa que las líneas maximizan el incremento de los armónicos a medida que tienen mayor longitud. Como se puede observar en la figura 5.31a, los resultados obtenidos con líneas de 100 km de longitud a cada lado del transformador origina que los resultados comiencen a oscilar y ya no sean precisos.

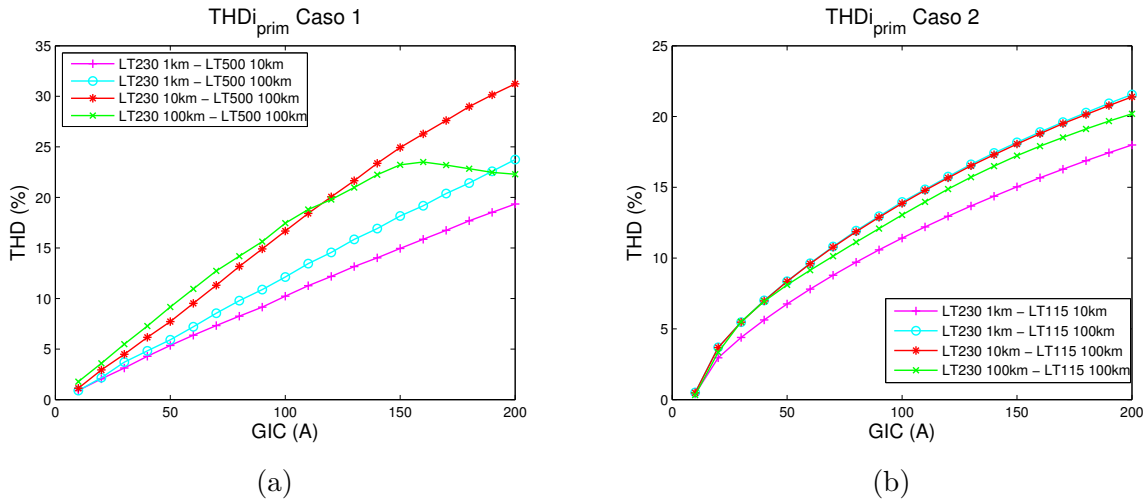


Figura 5.31: Comparación de resultados entre casos incluyendo líneas de distintas longitudes

Factor K

En general, estas pruebas indican que las líneas de transmisión afectan las variables del transformador hacia el resto del sistema, haciendo que se tengan oscilaciones en el

comportamiento de las variables. Para el caso del factor K, en el caso 1 el tener una línea de 100 km de longitud solamente del lado secundario hace que los armónicos se maximicen y por lo tanto, el transformador queda más propenso a sufrir sobrecalentamiento por los esfuerzos en los devanados. Pero al agregarse la línea de 100 km del lado primario, se compensa y por lo tanto la respuesta del transformador será similar a si estuviera conectado a través líneas muy cortas. Esto es observable en la figura 5.32.

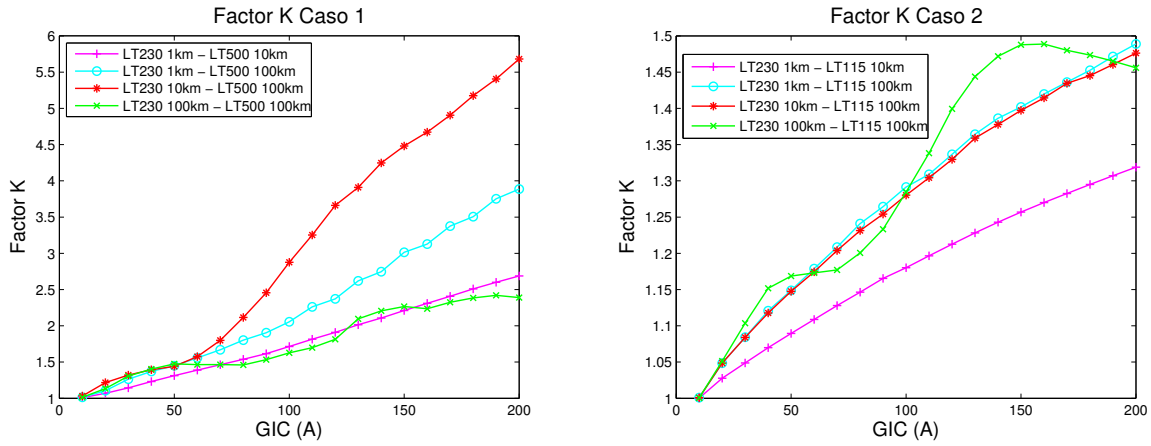


Figura 5.32: Respuesta de los modelos para el factor K incluyendo líneas de transmisión de diversas longitudes.

Consumo de potencia reactiva

Nuevamente, al analizar los resultados obtenidos después de las pruebas al sistema con las líneas de varias longitudes, se observa claramente que debido a las características que presentan las líneas de larga longitud; originan que se de un notorio aumento en el consumo de reactivos en el transformador para la línea más larga (100 km de cada lado). La figura 5.33 muestra que ambos modelos presentaron un comportamiento equivalente, variando en magnitudes debido a las diferencias de diseño de cada caso de estudio.

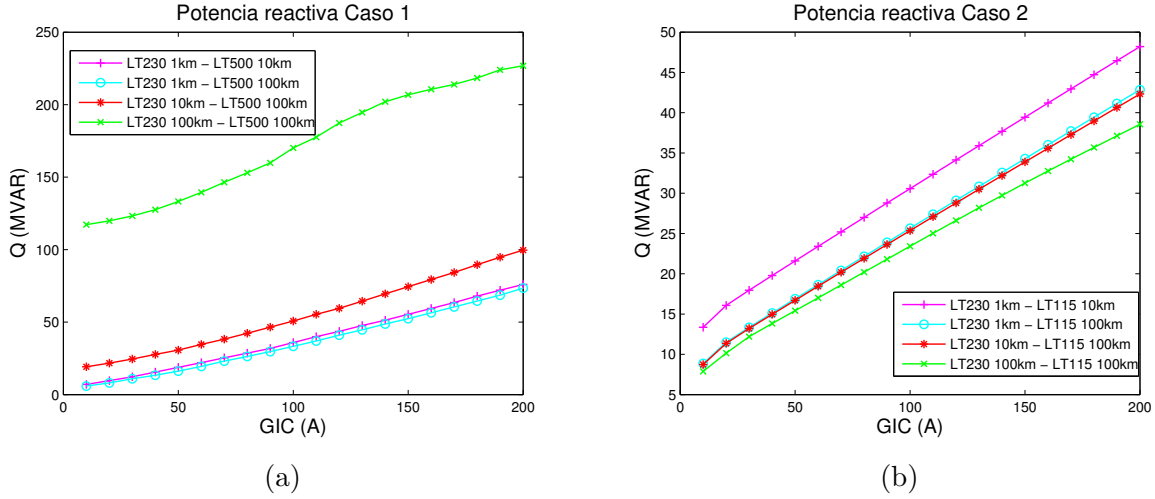


Figura 5.33: Consumo de potencia reactiva de ambos casos de estudio incluyendo líneas de transmisión de diversas longitudes

5.6. Métodos de prevención y mitigación de las GIC

Las corrientes geomagnéticas inducidas ingresan al sistema eléctrico por medio de los puntos de conexión a tierra, principalmente los neutros aterrizados de los transformadores. Por lo tanto, desde que los efectos perjudiciales de las GIC fueron descubiertos, la investigación y desarrollo de estrategias de mitigación han venido realizándose. En las próximas secciones se incluye un resumen de las diversas técnicas propuestas a la fecha.

5.6.1. Dispositivos de bloqueo de GIC

Un importante método de protección contra los efectos de las corrientes geomagnéticas es instalar dispositivos que bloqueen flujo de corriente directa en los neutros del transformador o en las líneas de transmisión. Estos dispositivos pueden clasificarse en *pasivos* y *activos*. Los pasivos son los que bloquean directamente el flujo de la GIC, mientras que los considerados dispositivos activos son capaces de inyectar contracorrientes a un transformador específico que para anular el efecto de las GIC en ese transformador.

DISPOSITIVOS ACTIVOS

La referencia [14] describe como dispositivos activos a aquellos que conforman circuito controlado de corriente directa que se encuentra en un devanado terciario en el transformador. Este devanado con propósito especial, produce una contra fuerza magnetomotriz que cancela la fuerza magnetomotriz producida por la GIC en los devanados principales. La investigación en dicha referencia, sobre estos dispositivos concluyó que los dispositivos de este tipo no son una solución práctica para la saturación en medio ciclo producida por GIC.

Sin embargo en [10] se plantea nuevamente el uso de un devanado terciario en el transformador que compense los efectos de corriente directa de las GIC. Ahí se demostró que si se logra cancelar la componente de corriente directa del flujo magnético es posible eliminar todo el impacto de las corrientes geomagnéticas en el transformador. El método que se propone indica que si la GIC alimenta un devanado de compensación con polaridad opuesta al devanado principal, se reduce notablemente el impacto de GIC en la magnetización. Dado a que en el neutro corre la magnitud de GIC que se divide en las tres fases del transformador, el devanado de compensación que alimenta esta corriente deberá tener el número de vueltas equivalente a un tercio del devanado principal para cancelar la magnetización de DC. Esta característica descrita genera un transformador inmune a los efectos de las GIC.

Debido a que los devanados de compensación llevan corriente de secuencia cero, afectan el comportamiento de secuencia cero del transformador. Para modificar la impedancia de secuencia cero y su dependencia de la frecuencia, una impedancia independiente puede conectarse entre el neutro del transformador y la tierra, en serie con los devanados de compensación, o en paralelo como se muestra en la figura 5.34.

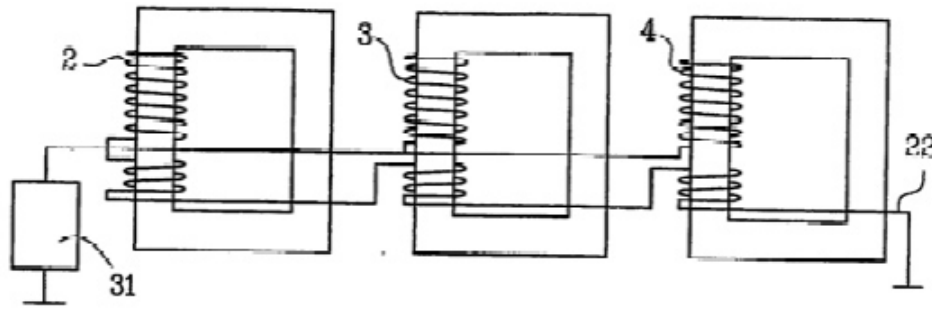


Figura 5.34: Transformador inmune a GIC con devanado de compensación. [10]

Esta solución puede aplicarse a cualquier tipo de núcleo de transformador conectado en estrella, ya sea tres transformadores monofásicos como ejemplifica la figura 5.34, o transformadores trifásicos de tres o cinco piernas. Esta eliminación de GIC funciona independientemente de la carga activa o reactiva del transformador.

Mientras que los dispositivos de bloqueo actúan para enviar las GIC a otros puntos de tierra cercanos, los transformadores inmunes las dejan fluir a través de ellos. Si se utilizan estas propiedades en conjunto es posible emplear los dispositivos de bloqueo para enviar las corrientes geomagnéticas a los transformadores compensados y eliminar el flujo de las GIC en el resto del sistema eléctrico.

DISPOSITIVOS PASIVOS

Los dispositivos pasivos contribuyen a la mitigación de los efectos de las GIC bloqueando el flujo de estas corrientes a través del SEP o de los transformadores. Estos dispositivos son capacitores que pueden ser conectados en el neutro del transformador o conectarse en serie con las líneas de transmisión de gran longitud. Los dispositivos de bloqueo son complicados y podrían requerirse cientos de ellos para proteger completamente a un sistema en específico, por lo tanto muy pocas compañías suministradoras recurren a ellos como principal método de mitigación.

Los capacitores en serie se suelen instalar para aumentar la capacidad de transferencia de potencia en las líneas de transmisión, y el bloqueo de las GIC es un beneficio adicional. Cabe señalar que los capacitores en serie diseñados y utilizados específicamente para bloqueo de GIC son menos costosos que los que se utilizan para aumentar la capacidad de transferencia, debido a éstos poseen valores de reactancia menor [6]. Aún así la protección completa del sistema con estos dispositivos resultaría en costos exageradamente altos para las compañías suministradoras, por lo que en ocasiones prefieren aplicar reglas de operación del sistema ante el embate de las GIC.

5.6.2. Recomendaciones de operación del sistema bajo efectos de GIC

La configuración de las reglas de operación apropiadas para el funcionamiento del sistema eléctrico cuando es afectado por las corrientes geomagnéticas no es una tarea fácil. Ya que deben estar directamente relacionadas con la intensidad del disturbio geomagnético y las consecuencias del nivel de GIC que se introducirá en el sistema eléctrico.

Las recomendaciones de operación son desarrolladas de manera general para que puedan implementarse en cualquier sistema eléctrico. Sin embargo, hay situaciones en las que se deben realizar acciones específicas de operación para un sistema en particular. Generalmente, la mayoría de estas recomendaciones son diseñadas con el objetivo de preservar la seguridad y la estabilidad del sistema eléctrico, y algunas otras de proteger equipos específicos del daño ocasionado por GIC, como son los transformadores.

Las recomendaciones que se mencionan a continuación son tomadas del reporte de disturbios geomagnéticos de la IEEE [14] y del artículo [6].

1. Asegurarse que los capacitores en serie conectados en las líneas de transmisión y los dispositivos de bloqueo de los neutros del transformador, se encuentren en servicio

para bloquear el flujo de las GIC. Esta acción de control toma solamente algunos minutos en llevarse a cabo mediante el operador del control supervisorio.

2. Restablecer líneas de transmisión y transformadores en licencia o fuera de servicio y suspender actividades de mantenimiento programadas. Esta acción puede llevar varias horas en realizarse, pero tiene doble beneficio, ya que permite a la GIC dividirse entre más líneas y transformadores y también disminuye la carga por transformador. Esto posibilita a los transformadores a trabajar con temperaturas más bajas y tener un margen mayor para los efectos de calentamiento por GIC.
3. Desconectar los bancos de reactores en derivación para liberar una mayor cantidad de vars que estarán siendo consumidos por los transformadores saturados. Esta acción toma en efectuarse solo unos minutos y es realizada por el operador del control supervisorio.
4. De ser posible, mantener el voltaje del sistema dentro de sus rangos aceptables de operación (variando los taps y reguladores de voltaje), para protegerlo contra el daño por sobrevoltajes originados por oscilaciones y liberar mas vars. Esta acción también se logra mediante el control supervisorio en unos pocos minutos.
5. Ajustar las configuraciones de los relés de sobrecorriente que son propensos disparar en falso los bancos de capacitores en derivación o los SVC. Es posible ejecutarse mediante control supervisorio modificando los ajustes de los relevadores digitales automáticamente en un solo paso. La desventaja de esta recomendación es que mientras los relés estén bajo esta configuración, se tiene una protección degradada para condiciones de falla.
6. De ser posible, reducir la carga al 90 % en líneas de transmisión inter - regionales, para liberar vars, especialmente si la transferencia de energía depende de bancos de capacitores en derivación o SVC como soporte de vars, ya que estos dispositivos

son propensos a falsos disparos durante los eventos geomagnéticos. Esta acción de control por lo general tarda menos de 1 hora, ya que los centros de control tienen que ponerse en contacto entre sí y luego ajustar el programa de generación para reducir el flujo de línea.

7. Si es posible, reducir la carga de las líneas HVDC entre el 40 % y 90 % para liberar vars. Esta acción se puede realizar en solo minutos mediante control supervisorio, aunque es posible que esto no pueda llevarse a cabo si no se tiene la suficiente generación local que cubra la reducción en la carga de la línea HVDC.
8. Reducir las cargas principales de los transformadores para permitir que los transformadores operen en temperaturas mas frías para prepararse por el calentamiento ocasionado por el incremento del flujo de dispersión por GIC. Esto se logra mediante el ajuste de generación, la salida del generador reducida, o reducción de la carga. Por esta acción de control, debe tenerse en cuenta que los cambios de compromiso de generación térmica tardan varias horas, mientras que las unidades hidráulicas pueden ser reexpedidos en varios minutos. Las acciones anteriores son costosas para las empresas eléctricas ya que dan lugar a pérdidas de ingresos de los clientes importantes (debido a la reducción de carga). Por lo anterior, la mayoría de las compañías suministradoras prefieren correr riesgos de daño de equipo en lugar de la reducción de carga.
9. Si es posible, reducir el número de operaciones de conmutación en el sistema para evitar causar inestabilidad. Dado que los armónicos fluirán a través de diversos equipos del sistema de potencia, podría resultar en sobrevoltajes al energizar largas líneas de transmisión, altos voltajes de recierre de circuitos, y corrientes de arco muy altas durante el switcheo monofásico. Todas las operaciones de conmutación innecesarias deberán evitarse.

Las recomendaciones expresadas anteriormente, son aplicadas por la mayoría de las

empresas eléctricas en Norteamérica dependiendo del punto de vista del operador en las condiciones del sistema. Los valores específicos que son monitoreados para determinar la aplicación de estas acciones son las mediciones de GIC, el consumo de vars, la distorsión del voltaje, en conjunto con los pronósticos de los disturbios geomagnéticos proporcionados por los organismos encargados de medición de estos eventos.

5.6.3. Preparación y fortalecimiento del SEP para eventos de GIC

Además de las recomendaciones de funcionamiento del SEP para hacer frente a las GIC, existen otras técnicas que pueden aplicarse como prevención o fortalecimiento del sistema de potencia para los efectos dañinos de las corrientes geomagnéticas.

Esto implica generalmente trabajos previos como estudios para determinar la vulnerabilidad del SEP a los efectos de GIC, las consideraciones básicas de diseño, la selección de elementos de la red que sean más fuertes a estos efectos, como podría ser la correcta selección de un tipo apropiado de transformador que sea inmune a las consecuencias perjudiciales originadas por GIC.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

6.1. Conclusiones

Con la intención de conocer los efectos que las corrientes geomagnéticas inducidas generan en un transformador, en este trabajo se analizó dos casos de estudio, cada uno con un modelo de transformador diferente. En el primer caso se utilizó un modelo formado a partir del transformador ideal, al cual se le anexó la rama de magnetización de manera externa. En esta rama de magnetización es donde se observó la saturación del núcleo magnético del transformador. En el segundo caso, se estudió el comportamiento del transformador empleando el modelo híbrido que ofrece el ATPDraw. Este modelo permitió el cambio de la configuración del núcleo, haciendo una comparación entre los tipos triplex (banco trifásico formado por tres núcleos monofásicos), acorazado, núcleo de tres piernas y núcleo de cinco piernas.

El análisis de ambos casos arrojó resultados similares, variando principalmente en magnitudes. En ambos casos, el estudio de la saturación del núcleo resultó en que el tiempo que tarda en alcanzar el equilibrio de saturación, disminuye a medida que la corriente geomagnética en el neutro aumenta. Se exploró de manera gráfica la forma de onda de las

señales de corriente, observándose que para ambos casos, la corriente de magnetización pierde simetría y presenta alta distorsión armónica, teniendo armónicos pares e impares con altas magnitudes para bajas frecuencias. Asimismo, la distorsión de la corriente primaria presenta un comportamiento lineal respecto a la corriente geomagnética, a medida que se incrementa la GIC, mayor es la distorsión armónica de la corriente, presentándose también altas magnitudes en las armónicas de baja frecuencia. Este análisis expuso que el voltaje primario no se ve afectado por los armónicos. Es importante destacar que la presencia del segundo armónico podría llevar a un funcionamiento erróneo del relevador diferencial del transformador, ya que son programados en un bajo contenido de segundo armónico para discriminar las condiciones de energización, de las condiciones de falla.

Debido al alto contenido armónico que se genera en el transformador ocasionado por las GIC, se evaluó la capacidad del transformador para trabajar en estas condiciones antes de presentarse problemas de sobrecalentamiento. Esto se determinó mediante el factor K, el cual indicó que en el transformador del caso 1, que es de mayor capacidad y mayor nivel de voltaje, a partir de una GIC de 150 amperes en el neutro el transformador presentará problemas de sobrecalentamiento, por lo que será necesario decrementar su nivel de carga al 70 %. En el caso 2, el modelo utilizado no presentó problemas de posibles esfuerzos térmicos del transformador en ninguna de sus configuraciones de núcleo, todas se mantuvieron dentro de los límites.

Finalmente, en lo que respecta al contenido armónico de las señales del transformador, se observó que para el primer caso no hubo variación alguna en las señales secundarias; tanto el voltaje como la corriente permanecieron con el mismo contenido armónico a pesar de la variación de las GIC. El segundo caso, tampoco presentó variación en el contenido armónico, es decir el THD del voltaje y de la corriente permanecieron constantes conforme se aumentó la GIC en el neutro. Lo que se destacó en esta situación es que en el caso 2, se

observó un desplazamiento de las señales ocasionado por la presencia de una componente de corriente directa, equivalente a la corriente geomagnética presente en cada fase. Este resultado es importante debido a que este desplazamiento en la señal, aumenta el pico positivo del voltaje y de la corriente, pudiendo causar falsos disparos de las protecciones.

Respecto al consumo de potencia reactiva del transformador, tanto en el primer como en el segundo caso, el transformador tuvo un comportamiento análogo. La potencia reactiva aumentó a medida que la corriente geomagnética aumentaba. Las diferencias presentadas en los resultados entre ambos casos principalmente fue en magnitudes, lo cual se infiere que es debido a que las capacidades propuestas de los transformadores son diferentes. En el primer caso se obtuvieron resultados de mayor magnitud, justificando este comportamiento, debido a que el nivel de voltaje utilizado es mucho mayor que el del segundo caso, además que la conexión externa de la rama de magnetización al no ser topológicamente correcta puede presentar desviaciones. El segundo caso donde se aplicó el modelo híbrido, se tuvo un comportamiento mas estable, debido a que este modelo tiene una conexión topológicamente correcta de la rama de magnetización.

En conclusión, en ambos casos se logró el objetivo, el cual era conocer los efectos de las corrientes geomagnéticas en las variables del transformador, sin importar si se aplicó un modelo de transformador que utiliza aproximaciones o uno con conexiones topológicamente correctas. Se demostró que las GIC saturan el núcleo en medio ciclo, incrementan el contenido armónico y esto a su vez distorsiona las señales de corriente; además de aumentar el consumo de potencia reactiva del transformador. Finalmente y lo mas importante es que estos efectos se ven de ambos lados del transformador, lo que desencadena en complicaciones para el sistema eléctrico pues puede generar oscilaciones en los niveles de voltaje debido al consumo de reactivos, falsos disparos de las protecciones y concluir en inestabilidades que lleven a un apagón general del sistema.

6.2. Trabajo futuro

Como posibilidad de trabajos futuros basándose en lo desarrollado en esta tesis, queda pendiente realizar estudios del modelo de transformador híbrido con valores de diseño de un equipo real. Además se puede analizar casos donde se agreguen más elementos del sistema, como pueden ser líneas de transmisión, reactores, bancos de capacitores, reguladores, entre otros. Para esto hay que tener en cuenta el utilizar un modelo debidamente implementado por elemento. Lo anterior con el fin de evaluar los efectos del fenómeno de corrientes geomagnéticas y cómo afecta al sistema eléctrico funcionando en conjunto. Para este estudio se recomienda experimentar con distintas configuraciones de la red y evaluar las variables eléctricas del SEP.

Con el análisis propuesto en el párrafo anterior, queda abierta la oportunidad de comparar el comportamiento del modelo del sistema eléctrico completo obtenido de las simulaciones, con los datos de los eventos ocurridos en las altas latitudes terrestres, que se conocen como zonas vulnerables ante el impacto de las tormentas geomagnéticas.

Finalmente, otra área de oportunidad en este tema es la evaluación y análisis de los métodos de mitigación propuestos actualmente. Es posible realizar estudios del SEP siendo impactado por las corrientes geomagnéticas y hacer una comparación de cuál de los métodos de mitigación propuestos es el óptimo.

Bibliografía

- [1] Marino A. Pernía. *Circuitos magnéticos y transformadores*. Universidad Nacional Experimental del Táchira, Táchira, Venezuela.
- [2] Jonathan E. Berge. *Impact of Geomagnetically Induced Currents on Power Transformers*. PhD thesis, University of Western Ontario, 2011.
- [3] L. Carballo and R. Gómez. *Medición del ciclo de histéresis de un material ferromagnético*. Universidad Favaloro, Buenos Aires, Argentina.
- [4] Shrikrishna V Kulkarni and SA Khaparde. *Transformer engineering: design and practice*, volume 25. CRC Press, 2004.
- [5] Verónica Adriana Galván Sánchez, José Alberto Gutiérrez Robles, Víctor Hugo Ortiz Muro, and Ricardo Sánchez Herrera. Modelado del transformador para eventos de alta frecuencia. *Ingeniería Energética*, 33(2):122–132, 2012.
- [6] Tom S. Molinski. Why utilities respect geomagnetically induced currents. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, 64(16):1765 – 1778, 2002. Space Weather Effects on Technological Systems.
- [7] R. Girgis and K. Vedante. Effects of gic on power transformers and power systems. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D), 2012 IEEE PES*, pages 1–8, May 2012.

- [8] D.H. Boteler and R.J. Pirjola. Modelling geomagnetically induced currents produced by realistic and uniform electric fields. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 13(4):1303–1308, Oct 1998.
- [9] Hans K Høidalen, Bruce A Mork, Francisco Gonzalez, Dmitry Ishchenko, and Nicola Chiesa. Implementation and verification of the hybrid transformer model in atpdraw. *Electric Power Systems Research*, 79(3):454–459, 2009.
- [10] O. Samuelsson. Power transformer immune to geomagnetically induced currents. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, July 2013.
- [11] Elías E. Montes. *Manual de Control de Voltaje*. Comisión Federal de Electricidad, México, D.F.
- [12] J.G. Kappenman and Vernon D. Albertson. Bracing for the geomagnetic storms. *Spectrum, IEEE*, 27(3):27–33, March 1990.
- [13] T. Molinski. Geomagnetically induced currents: Causes, effect and mitigation. *Canadian Review, IEEE*, pages 11–14, 1996.
- [14] IEEE Transmission, Distribution Committee Working Group on Geomagnetic Disturbances, and Power System Effects. Geomagnetic disturbance effects on power systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 8(3):1206–1216, July 1993.
- [15] Shu Lu and Yilu Liu. Study of power transformer excitation under gic. In *Circuits and Systems, 1993., Proceedings of the 36th Midwest Symposium on*, pages 879–882 vol.2, Aug 1993.
- [16] Hock-Chuan Tay and G.W. Swift. On the problem of transformer overheating due to geomagnetically induced currents. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-104(1):212–219, Jan 1985.

- [17] R.S. Girgis and C.-D. Ko. Calculation techniques and results of effects of gic currents as applied to large power transformers. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 7(2):699–705, Apr 1992.
- [18] N. Takasu, T. Oshi, F. Miyawaki, S. Saito, and Y. Fujiwara. An experimental analysis of dc excitation of transformers by geomagnetically induced currents. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 9(2):1173–1182, Apr 1994.
- [19] J. Koen and T. Gaunt. Geomagnetically induced currents in the southern african electricity transmission network. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volume 1, pages 7 pp. Vol.1–, June 2003.
- [20] C.T. Gaunt and G. Coetzee. Transformer failures in regions incorrectly considered to have low gic-risk. In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pages 807–812, July 2007.
- [21] Chun ming Liu, Lian guang Liu, and R. Pirjola. Geomagnetically induced currents in the high-voltage power grid in china. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 24(4):2368–2374, Oct 2009.
- [22] Xuzhu Dong, Yilu Liu, and J.G. Kappenman. Comparative analysis of exciting current harmonics and reactive power consumption from gic saturated transformers. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, volume 1, pages 318–322 vol.1, Jan 2001.
- [23] P.R. Price. Geomagnetically induced current effects on transformers. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 17(4):1002–1008, Oct 2002.
- [24] T.J. Overbye, T.R. Hutchins, K. Shetye, J. Weber, and S. Dahman. Integration of geomagnetic disturbance modeling into the power flow: A methodology for large-scale system studies. In *North American Power Symposium (NAPS), 2012*, pages 1–7, Sept 2012.

- [25] T.R. Hutchins and T.J. Overbye. Power flow studies in the presence of geomagnetically induced currents. In *Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2012 IEEE*, pages 1–4, Feb 2012.
- [26] T.J. Overbye, K.S. Shetye, T.R. Hutchins, Qun Qiu, and J.D. Weber. Power grid sensitivity analysis of geomagnetically induced currents. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(4):4821–4828, Nov 2013.
- [27] F.R. Faxvog, W. Jensen, G. Fuchs, G. Nordling, D.B. Jackson, B. Groh, N. Ruehl, A.P. Vitols, T.L. Volkmann, M.R. Rooney, and R. Neal. Power grid protection against geomagnetic disturbances (gmd). In *Electrical Power Energy Conference (EPEC), 2013 IEEE*, pages 1–13, Aug 2013.
- [28] J. Berge, R.K. Varma, and L. Marti. Laboratory validation of the relationship between geomagnetically induced current (gic) and transformer absorbed reactive power. In *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2011 IEEE*, pages 491–495, Oct 2011.
- [29] L. Marti, A. Rezaei-Zare, and A. Narang. Simulation of transformer hotspot heating due to geomagnetically induced currents. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 28(1):320–327, Jan 2013.
- [30] A.H. Donate. *Principios de electricidad y electrónica II*. Formación profesional: Electricidad y electrónica. Marcombo Boixareu, 1999.
- [31] G.E. Harper. *El ABC de las máquinas eléctricas*. Number v. 2 in El ABC de las máquinas eléctricas. Limusa, 1987.
- [32] J Fraile Mora. *Máquinas Eléctricas. 5a Ed.* McGraw-Hill, 2002.
- [33] Stephen J Chapman et al. *Máquinas eléctricas*. McGraw-Hill, 2000.

- [34] Ismail Daut, Syafruddin Hasan, and Soib Taib. Magnetizing current, harmonic content and power factor as the indicators of transformer core saturation. *Journal of Clean Energy Technologies*, 1(4):304–307, 2013.
- [35] Allan Greenwood. *Electrical transients in power systems*. New York, NY (USA); John Wiley and Sons Inc., 1991.
- [36] Vernon D. Albertson and J.A. Van Baelen. Electric and magnetic fields at the earth’s surface due to auroral currents. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-89(4):578–584, April 1970.
- [37] R.A. Walling and A.N. Khan. Characteristics of transformer exciting-current during geomagnetic disturbances. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 6(4):1707–1714, Oct 1991.
- [38] P Czech, S Chano, H Huynh, and A Dutil. The hydro-quebec system blackout of 13 march 1989: System response to geomagnetic disturbance. In *Proc. EPRI Conf. Geomagnetically Induced Currents*, 1992.
- [39] Donald J Fallon, Peter M Balma, and WJ McNutt. *The destructive effects of geomagnetic induced currents in power transformers*. Doble Engineering Company, 1990.
- [40] George J Wakileh. *Power systems harmonics: fundamentals, analysis and filter design*. Springer Science & Business Media, 2001.
- [41] Risto Pirjola. Review on the calculation of surface electric and magnetic fields and of geomagnetically induced currents in ground-based technological systems. *Surveys in Geophysics*, 23(1):71–90, 2002.
- [42] László Prikler and Hans Kristian Høidalen. Atpdraw version 5.6 for windows 9x/nt/2000/xp/vista-users’ manual. *Norway, November*, 2009.

- [43] B.A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D.L. Stuehm, and J. Mitra. Hybrid transformer model for transient simulation mdash;part i: Development and parameters. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 22(1):248–255, Jan 2007.
- [44] IEEE Standard. Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, pages 1–29, June 2014.
- [45] IEEE Standard. General requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. *ANSI/IEEE Std C57.12.00-1987*, pages 1–31, April 1988.
- [46] L. Marti, J. Berge, and R.K. Varma. Determination of geomagnetically induced current flow in a transformer from reactive power absorption. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 28(3):1280–1288, July 2013.
- [47] IEEE Standard. Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions. *IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000)*, pages 1–50, March 2010.
- [48] IEEE Standard. Recommended practice for establishing liquid-filled and dry-type power and distribution transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents. *IEEE Std C57.110-2008 (Revision of IEEE Std C57.110-1998)*, pages 1–52, Aug 2008.